

Titre: Stratégie de commande optimale de la production électrique dans un site isolé
Title:

Auteur: Nicolas Barris
Author:

Date: 2015

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Barris, N. (2015). Stratégie de commande optimale de la production électrique dans un site isolé [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal].
Citation: PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/1956/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/1956/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Miguel F. Anjos, & Stéphane Alarie
Advisors:

Programme: Génie industriel
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

STRATÉGIE DE COMMANDE OPTIMALE DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE
DANS UN SITE ISOLÉ

NICOLAS BARRIS
DÉPARTEMENT DE MATHÉMATIQUES ET DE GÉNIE INDUSTRIEL
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE INDUSTRIEL)
NOVEMBRE 2015

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

STRATÉGIE DE COMMANDE OPTIMALE DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE
DANS UN SITE ISOLÉ

présenté par : BARRIS Nicolas

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. LE DIGABEL Sébastien, Ph. D., président

M. ANJOS Miguel F., Ph. D., membre et directeur de recherche

M. ALARIE Stéphane, M. Sc. A., membre et codirecteur de recherche

M. BOUFFARD François, Ph. D., membre

DÉDICACE

*À mes grands-parents,
Olga Chirino Cabrera et José Antonio Marraco y Coello de Portugal*

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d’abord à remercier Miguel F. Anjos pour avoir été à l’écoute de mes motivations et de m’avoir proposé un sujet de recherche en accord avec mes objectifs, alors que nous venions d’apprendre que le projet sur lequel nous allions travailler initialement ne pouvait être réalisé.

Je tiens à remercier chaleureusement Stéphane Alarie pour les nombreuses discussions en lien avec le projet et souvent à propos de tout et de rien. L’année passée à l’IREQ a été très enrichissante pour moi, autant du point de vue professionnel que personnel. Je tiens aussi à signifier ma reconnaissance pour tous les commentaires pertinents sur le mémoire.

Je remercie le programme MITACS accélération et Hydro-Québec pour le financement de cette année de recherche ainsi que Polytechnique Montréal, le partenaire public du projet. Je tiens aussi à remercier M. Pierre des Lierres pour l’aide et le suivi dans la constitution du dossier.

Merci aux membres du jury d’avoir accepté d’évaluer le présent mémoire.

Merci beaucoup à Louis Delorme pour toute l’aide concernant les modifications apportées à OPERA et aux conseils reliés aux autres éléments de code.

Merci à Olivier Arsenault et Jacques Brochu pour le point de vue concret apporté au projet sur la réalité des réseaux autonomes, pour la lecture du mémoire et les commentaires constructifs.

Je tiens également à remercier Sébastien Le Digabel pour m’avoir laissé assister au cours d’optimisation sans dérivées, en plus de m’avoir donné des explications supplémentaires sur les variantes de MADS et également pour les commentaires très pertinents sur tout l’aspect optimisation du contenu du mémoire.

Un grand merci à Jasmine et Étienne pour le coup de main avec l’abstract.

Sans aucun lien direct avec le projet, je tiens à remercier Lucie et Louis-Alexandre qui ont contribué à ce que je me sente très bien accueilli à l’IREQ.

Malgré mes quelques brèves apparitions au GERAD seulement, je tenais à remercier Nadir, Stéphane, Juan, Amina, Sara, Thibault, Adham et Jesus pour les avoir rendues systématiquement sympathiques.

Et finalement, je tiens aussi à remercier Margaux, ma famille et mes amis pour l’appui qu’ils m’apportent au quotidien.

RÉSUMÉ

Hydro-Québec gère plus de 20 réseaux autonomes sur tout le territoire de la province. Dans l'ensemble, ces réseaux correspondent à des petits villages où la population et la consommation en énergie ne sont pas très élevés.

Aussi, ceux-ci sont très loin les uns des autres et des centrales hydroélectriques, c'est pourquoi la production y est assurée localement au moyen de génératrices diesel.

Le prix du diesel et la nécessité de l'acheminer par bateau dans bien des cas font que les coûts de production soient très importants. À ceci, il faut ajouter que l'électricité est facturée au même prix partout au Québec, ce qui a pour effet que les réseaux autonomes génèrent un déficit très important pour Hydro-Québec.

À un village donné, plusieurs génératrices de puissances nominales différentes sont présentes pour satisfaire la charge. Tout au long de l'année, cette dernière peut doubler, voir même tripler. Ainsi, lorsque la charge augmente, il devient nécessaire d'augmenter la capacité de production. À l'inverse, lorsque la charge diminue, il devient nécessaire de diminuer la capacité de production.

Toutes ces transitions sont gérées par ce qui est communément appelé la stratégie de commande. Lorsque la charge atteint un certain niveau élevé, défini en fonction de divers paramètres prédéfinis relatifs aux groupes électrogènes en service, une augmentation de la capacité de production est requise. Un mécanisme similaire s'applique dans le cas d'une diminution de la charge. Le but de cette stratégie de commande est donc de suivre les variations de la charge. Ces paramètres prédéfinis ayant été établis de façon empirique, d'après les connaissances des ingénieurs, ils ne sont pas nécessairement optimaux d'un point de vue écoénergétique.

L'objectif du travail est de minimiser la consommation de diesel en optimisant les paramètres prédéfinis de la stratégie de commande, et ainsi, de permettre une réduction du déficit généré par les réseaux autonomes, sans avoir à investir dans l'achat de nouveaux équipements.

Pour ce, le simulateur de réseaux autonomes OPERA et l'optimiseur boîte noire NOMAD sont utilisés. Les premiers résultats montrent que de légères modifications à la structure des règles d'opération sont requises pour mieux satisfaire l'objectif de minimisation.

Après modifications des règles, trois différents cas sont testés sur trois villages nordiques.

Le premier cas est l'optimisation d'un jeu de paramètres unique pour l'ensemble des villages. Après optimisation, il est démontré que cette approche n'est pas bénéfique puisqu'un jeu de seuils unique mène à un compromis pour l'ensemble des villages et ne permet pas d'exploiter

le plein potentiel pour chaque réseau autonome. Cette phase démontre du même coup que la situation actuelle, à savoir, l'existence d'un seul et même jeu de paramètres pour tous les réseaux autonomes, ne peut être optimale.

Le deuxième cas est l'optimisation d'un jeu de paramètres par village. On constate une amélioration des résultats par rapport à l'optimisation précédente. En plus, on remarque qu'il est important d'éliminer de la production les configurations à bas rendement intercalées entre deux configurations à plus haut rendement puisque, de par la nature même des règles d'opération, un passage systématique par cette configuration moins performante aura lieu et augmentera considérablement la consommation.

Le troisième cas est l'optimisation des paramètres pour chacune des configurations de génératrices diesel d'un village. Cette approche mène à beaucoup d'instabilité du point de vue de l'optimisation. Un grand nombre d'évaluations s'en suit, sans mener nécessairement à une convergence vers un meilleur résultat.

La structure connue du problème est alors exploitée afin d'améliorer les performances de l'optimisation. Deux méthodes sont employées. Dans les deux cas, des résultats similaires sont obtenus, mais les coûts de calcul diffèrent.

La première méthode permet d'assurer des résultats légèrement meilleurs que la deuxième méthode, mais à un coût en terme d'évaluations très élevé. En revanche la deuxième méthode nécessite très peu d'évaluations.

Les valeurs des seuils optimisés des règles de transitions ultimes peuvent être associés aux points de transitions favorisant l'utilisation des zones à haut rendement des configurations. Avec l'utilisation des courbes de rendement des configurations en fonction de la puissance débitée, ces points de transitions sont directement identifiables. Ainsi, il semblerait qu'il soit possible de déterminer les valeurs optimales de ces paramètres, sans même avoir recours à l'optimisation.

La réduction simulée de consommation de diesel pour les trois villages est de l'ordre de 1,9 %. Étant donné le coût élevé du diesel et l'existence de 20 autres villages isolés, l'emploi de ces méthodes, conjointement à une calibration du simulateur OPERA employé, permettrait une réduction substantielle du déficit annuel.

La méthode d'optimisation rapide étant très performante en terme de nombre d'évaluations et des résultats obtenus, elle peut être annexée à des processus d'achat de nouvelles génératrices diesel afin d'évaluer leur plein potentiel de fonctionnement optimal aux réseaux autonomes et d'améliorer la valeur actuelle nette liée à leur achat.

ABSTRACT

Hydro-Québec manages more than 20 isolated power grids all over the province. The grids are located in small villages where the electricity demand is rather small. Those villages being far away from each other and from the main electricity production facilities, energy is produced locally using diesel generators.

Electricity production costs at the isolated power grids are very important due to elevated diesel prices and transportation costs. However, the price of electricity is the same for the entire province, with no regards to the production costs of the electricity consumed. These two factors combined result in yearly exploitation losses for Hydro-Québec.

For any given village, several diesel generators are required to satisfy the demand. When the load increases, it becomes necessary to increase the capacity either by adding a generator to the production or by switching to a more powerful generator. The same thing happens when the load decreases.

Every decision regarding changes in the production is included in the control strategy, which is based on predetermined parameters. These parameters were specified according to empirical studies and the knowledge base of the engineers managing the isolated power grids, but without any optimisation approach.

The objective of the presented work is to minimize the diesel consumption by optimizing the parameters included in the control strategy. Its impact would be to limit the exploitation losses generated by the isolated power grids and the CO_2 equivalent emissions without adding new equipment or completely changing the nature of the strategy.

To satisfy this objective, the isolated power grid simulator OPERA is used along with the optimization library NOMAD and the data of three villages in northern Québec. The preliminary optimization instance for the first village showed that some modifications to the existing control strategy must be done to better achieve the minimization objective.

The main optimization processes consist of three different optimization approaches: the optimization of one set of parameters for all the villages, the optimization of one set of parameters per village, and the optimization of one set of parameters per diesel generator configuration per village.

In the first scenario, the optimization of one set of parameters for all the villages leads to compromises for all three villages without allowing a full potential reduction for any village. Therefore, it is proven that applying one set of parameters to all the villages is not suitable

for finding an optimal solution.

In the second scenario, the optimization of one set of parameters per village allows an improvement over the previous results. At this point, it is shown that it is crucial to remove from the production the less efficient configurations when they are next to more efficient configurations.

In the third scenario, the optimization of one set of parameters per configuration per village requires a very large number of function evaluations but does not result in any satisfying solution.

In order to improve the performance of the optimization, it has been decided that the problem structure would be used. Two different approaches are considered: optimizing one set of parameters at a time and optimizing different rules included in the control strategy one at a time. In both cases, results are similar but calculation costs differ, the second method being much more cost efficient.

The optimal values of the ultimate rules parameters can be directly linked to the efficient transition points that favor an efficient operation of the isolated power grids. Indeed, these transition points are defined in such a way that the high efficiency zone of every configuration is used. Therefore, it seems possible to directly identify on the graphs these optimal transition points and define the parameters in the control strategy without even having to run any optimization process.

The diesel consumption reduction for all three villages is about 1.9%. Considering elevated diesel costs and the existence of about 20 other isolated power grids, the use of the developed methods together with a calibration of OPERA would allow a substantial reduction of Hydro-Québec's annual deficit.

Also, since one of the developed methods is very cost effective and produces equivalent results, it could be possible to use it during other processes; for example, when buying new equipment for the grid it could be possible to assess its full potential, under an optimized control strategy, and improve the net present value.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	iii
REMERCIEMENTS	iv
RÉSUMÉ	v
ABSTRACT	vii
TABLE DES MATIÈRES	ix
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES FIGURES	xiii
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xvi
LISTE DES ANNEXES	xvii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 Réseaux autonomes au Québec et problématique	1
1.2 Objectifs de recherche	4
1.3 Plan du mémoire	4
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	5
2.1 Généralités sur les réseaux autonomes	5
2.1.1 Réseaux conventionnels et hybrides	5
2.1.2 Réseaux autonomes existants	6
2.1.3 Réseaux similaires et connexes	7
2.2 Efficacité et stratégie de commande des réseaux autonomes	8
2.2.1 Contraintes spécifiques à l'utilisation des génératrices diesel	9
2.2.2 Stratégies de contrôle appliquées aux génératrices diesel	9
2.3 Implémentation des stratégies de contrôle	12
2.3.1 Structure de contrôle	12
2.3.2 Automates programmables	13
2.4 Évaluation de la performance des réseaux autonomes	14
2.4.1 Modèles mathématiques	14

2.4.2	Simulateurs	15
2.5	Choix du pas de temps	16
2.5.1	Pas de temps inférieur à la minute	17
2.5.2	Pas de temps horaire	17
2.6	Algorithmes d'optimisation appliqués aux réseaux autonomes	18
CHAPITRE 3 MONTAGE DU BANC D'ESSAI		20
3.1	OPERA	20
3.1.1	Présentation générale	20
3.1.2	Règles d'opération de la stratégie de commande	22
3.2	NOMAD	25
3.2.1	Présentation générale	25
3.2.2	Algorithme MADS	26
3.2.3	Utilisation de NOMAD	29
3.3	Passerelle entre NOMAD et OPERA	30
3.3.1	Contraintes à-priori	31
3.3.2	Préemption	32
3.4	Villages à l'étude	32
3.4.1	Village 1	33
3.4.2	Village 2	34
3.4.3	Village 3	35
CHAPITRE 4 RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES ET AJOUT DE RÈGLES D'EXPLOI- TATION		36
4.1	Points de départ de l'optimisation	36
4.2	Résultats préliminaires	37
4.3	Analyse des résultats et compréhension du problème étudié	38
4.3.1	Domaine de puissance et rendement des configurations	38
4.3.2	Critères critiques et non critiques	39
4.4	Modification des règles d'exploitation du simulateur	41
4.5	Considérations sur la préemption et la saisonnalité	44
CHAPITRE 5 RÉSULTATS ET ANALYSE		45
5.1	Optimisation d'un jeu de seuils universel pour tous les villages	46
5.2	Optimisation d'un jeu de seuil propre à chaque village	48
5.3	Optimisation d'un jeu de seuils par configuration pour chaque village	52
5.3.1	Optimisation d'un jeu de seuils par configuration à la fois	56

5.3.2	Optimisation par type de règles	57
5.4	Optimisation en présence d'éolien	59
5.5	Jeux de paramètres optimaux	61
5.6	Arrêts et démarrages	69
5.7	Discussion sur les résultats	70
5.7.1	Portée des méthodes développées	70
5.7.2	Courbes de rendements des configurations en fonction de la puissance débitée et valeurs optimales	72
CHAPITRE 6	CONCLUSION	74
6.1	Synthèse des travaux	74
6.2	Limitations de la solution proposée	77
6.3	Améliorations futures	78
RÉFÉRENCES	80
ANNEXES	88

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1	Résultats du cas de base	37
Tableau 4.2	Résultats préliminaires	38
Tableau 4.3	Nombre d'activation des critères	40
Tableau 4.4	Nombre de passage à la configuration suivante à cause d'un dépassement de la capacité maximale de production	40
Tableau 5.1	Point de départ du paramètre S8 des fichiers paramètres	47
Tableau 5.2	Consommation de diesel avant et après l'optimisation	47
Tableau 5.3	Résultats de l'optimisation des jeux de seuils de chaque village	52
Tableau 5.4	Résultats de l'optimisation des configurations	56
Tableau 5.5	Résultats de l'optimisation des configurations par ordre de règles	58
Tableau 5.6	Résultats de l'optimisation en présence d'énergie éolienne pour un jeu par configuration par ordre d'importance des configurations	59
Tableau 5.7	Résultats de l'optimisation en présence d'énergie éolienne pour un jeu par configuration par type de règle	61
Tableau 5.8	Valeurs des seuils optimisés pour le village 1	62
Tableau 5.9	Valeurs des seuils optimisés pour le village 2	62
Tableau 5.10	Valeurs des seuils optimisés pour le village 3	62
Tableau 5.11	Valeurs des seuils optimisés du village 1 pour le cas avec éolien	62
Tableau 5.12	La consommation de diesel et les arrêts et démarrages	70

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Installations d'Hydro-Québec © Hydro-Québec Affaires corporatives et secrétariat général, (Hydro-Québec (2014a))	2
Figure 1.2	Centrale composée de génératrices diesel à la base de McMurdo © The Antarctic Sun, US National Science Foundation, Rejcek (2011)	3
Figure 2.1	Combinaisons et opérations possibles © 2007 IEEE, Katiraei et Abbey (2007)	11
Figure 2.2	Rendement des génératrices diesel © 2007 IEEE, Katiraei et Abbey (2007)	12
Figure 2.3	Structure de contrôle centralisé d'un réseau autonome © 2014 Elsevier Ltd., Chauhan et Saini (2014)	13
Figure 3.1	Calcul des moyennes pour la vérification du critère Crit1	23
Figure 3.2	NOMAD et la boîte noire, tiré de Audet et al. (2009).	26
Figure 3.3	Phase de sondage de la recherche par coordonnées (Conn et al. (2009))	28
Figure 3.4	La grille de la recherche par coordonnée au point x_6 (Conn et al. (2009))	29
Figure 3.5	Banc d'essai	31
Figure 3.6	Courbes de rendement des configurations pour le village 1	33
Figure 3.7	Courbes de rendement des configurations pour le village 2	34
Figure 3.8	Courbes de rendement des configurations pour le village 3	35
Figure 4.1	Contribution des groupes à la production, avant et après l'optimisation	39
Figure 4.2	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1	41
Figure 4.3	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2	42
Figure 4.4	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3	42
Figure 5.1	Banc d'essai pour l'optimisation d'un jeu universel	46
Figure 5.2	Convergence des différents points de départ pour le village 1 (Sans choix de configuration à gauche et avec à droite)	49
Figure 5.3	Convergence des différents points de départ pour le village 2 (Sans choix de configurations à gauche et avec à droite)	50
Figure 5.4	Convergence des différents points de départ pour le village 3 (Sans choix de configurations à gauche et avec à droite)	51

Figure 5.5	Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 1, sans sélectionner les configurations . .	53
Figure 5.6	Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 2, sans sélectionner les configurations . .	54
Figure 5.7	Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 3, sans sélectionner les configurations . .	55
Figure 5.8	Convergence des différents points de départs du village 1 en présence d'éolien avec choix des configurations pour la production	60
Figure 5.9	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure	64
Figure 5.10	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure	65
Figure 5.11	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure	66
Figure 5.12	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure	67
Figure 5.13	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure	68
Figure 5.14	Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure	69
Figure A.1	Courbes de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 1	88
Figure A.2	Courbe de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 2	88
Figure A.3	Courbes de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 3	89
Figure B.1	Courbes de rendement des configurations avant l'ajout des valeurs plus précises pour le village 2	90
Figure B.2	Courbes de rendement des configurations après l'ajout des valeurs plus précises pour le village 2	90

Figure B.3	Courbes de rendement des configurations avant l'ajout des valeurs plus précises pour le village 3	91
Figure B.4	Courbes de rendement des configurations après l'ajout des valeurs plus précises pour le village 3	91
Figure F.1	Prérequis de la structure informatique	99
Figure F.2	Fichiers présents lors de la simulation	100
Figure F.3	Schéma de la structure informatique	102
Figure G.1	Charges de semaines de janvier et de juillet	103

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACEP	Alaska Center for Energy and Power
GERAD	Groupe d'Études et de Recherche en Analyse des Décisions
GES	Gaz à effet de serre
IREQ	Institut de Recherche en Énergie du Québec (Institut de recherche d'Hydro-Québec)
MADS	Mesh Adaptive Direct Search
NOMAD	Nonlinear Optimization by Mesh Adaptive Direct Search
OPERA	Outil d'aide à la Planification et à l'Exploitation des Réseaux Autonomes
P_{C_n}	Puissance nominale de la configuration C_n
C_n	Configuration n
$\overline{L_i^{Critm}}$	Charge moyenne au pas i s'appliquant au critère $Critm$
L_j	Charge au pas de temps j
Crit1	Critère de passage à la configuration suivante, basé sur des moyennes roulantes et permettant initialement d'assurer une réserve tournante
S1	Seuil s'appliquant au critère Crit1
N1	Paramètre de la moyenne roulante propre à Crit1, correspondant au nombre de moyennes considérées
D1	Paramètre de la moyenne roulante propre à Crit1, correspondant au nombre de pas de temps de chacune des moyennes considérées
CritU	Critère ultime de passage à la configuration suivante, basé sur la valeur de la charge au pas de temps actuel
SU	Seuil s'appliquant au critère CritU
Crit5	Critère de passage à la configuration précédente, basé sur des moyennes roulantes
S5	Seuil s'appliquant au critère Crit5
N5	Paramètre de la moyenne roulante propre à Crit5, correspondant au nombre de moyennes considérées
D5	Paramètre de la moyenne roulante propre à Crit5, correspondant au nombre de pas de temps de chacune des moyennes considérées
Crit8	Critère ultime de passage à la configuration précédente, basé sur la valeur de la charge au pas de temps actuel
S8	Seuil s'appliquant au critère Crit8

LISTE DES ANNEXES

Annexe A	COURBES DE RENDEMENT INITIALES DES GROUPES	88
Annexe B	RENDEMENTS DES CONFIGURATIONS AVANT ET APRÈS AJUSTEMENT DES COURBES POUR LES VILLAGES 2 ET 3 . .	90
Annexe C	GRAPHIQUE DE CONVERGENCE DE L'OPTIMISATION D'UN JEU DE PARAMÈTRES UNIVERSEL POUR TOUS LES VILLAGES	92
Annexe D	DÉFINITION DES PARAMÈTRES DE NOMAD	93
Annexe E	PARAMÉTRISATION DU PROBLÈME À L'ÉTUDE	94
Annexe F	STRUCTURE INFORMATIQUE DE LA PASSERELLE	99
Annexe G	CHARGE DANS UNE SEMAINE DE JANVIER ET DE JUILLET AU VILLAGE 1	103

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

On associe très souvent Hydro-Québec et production hydroélectrique. Il existe en revanche quelques zones alimentées par des centrales employant des combustibles fossiles sur le territoire québécois. La très grande majorité de cette production est assurée par des centrales au diesel et est associée aux réseaux autonomes. Ceux-ci sont situés dans des régions isolées géographiquement, ne pouvant être raccordés au réseau principal pour des raisons économiques. La production diesel est très marginale dans le mélange énergétique québécois puisqu'elle représente moins de 2 % de la production (voir Hydro-Québec (2014b)). Elle a cependant un impact considérable pour Hydro-Québec du point de vue des émissions de gaz à effet de serre (GES) mais aussi au niveau économique, puisqu'elle génère des pertes d'exploitations très importantes accentuées lorsque les prix des carburants augmentent.

1.1 Réseaux autonomes au Québec et problématique

Un réseau autonome correspond à un site de production qui n'est pas relié à un réseau électrique principal, il agit de façon indépendante. Ainsi, il est en général caractérisé par une capacité de production répondant à des besoins locaux comme dans le cas des villages isolés du Québec. La Figure 1.1 présente les centrales de production au Québec, où les points rouges correspondent aux centrales diesel non connectées au réseau principal.

En excluant les îles de la Madeleine, qui ont une production gérée différemment que le reste des réseaux autonomes, on peut voir que les sites produisant avec des centrales diesel autonomes sont très éloignés les uns des autres en plus d'être isolés des centrales de production hydroélectriques, représentées par des points noirs.

D'autre part le nombre de clients des réseaux autonomes se situe entre 100 et 1000 par village, toujours en excluant les Îles de la Madeleine¹. Pour ce qui est de la consommation en énergie, le plus petit village utilisait 1,2 GWh d'électricité et le plus grand 15,1 GWh, toujours en excluant les Îles de la Madeleine. Ainsi, ces villages sont caractérisés par une faible population et des consommations relativement peu élevées (Hydro-Québec (2007)).

Les distances éloignées et les consommations relativement peu importantes sont les raisons pour lesquelles il n'est pas viable économiquement de connecter ces villages isolés au réseau principal.

Les centrales produisant à chacun des villages sont composées de plusieurs génératrices diesel

1. Données de 2006



Figure 1.1 Installations d'Hydro-Québec © Hydro-Québec Affaires corporatives et secrétariat général, (Hydro-Québec (2014a))

(pouvant être de capacités différentes), comme le montre la photo à la Figure 1.2 prise à la centrale de la base de McMurdo en Antarctique. Ceci permet de répondre aux fluctuations quotidiennes et saisonnières de la demande en restant dans des plages d'efficacité raisonnables.

La plupart des émissions de GES des activités d'Hydro-Québec sont associées aux réseaux autonomes avec 221 304 t CO_2 eq, soit 96,91 % du total²(Hydro-Québec (2014a)).

D'autres part, ces réseaux engendrent des pertes d'exploitation très importantes. En effet, pour la seule année 2010 celles-ci s'élevaient à plus de 125 millions de dollars (Hydro-Québec (2011)). La moyenne des coûts des réseaux autonomes se situe à un peu plus de 40 cents/kWh. Le coût moyen à un réseau peut même atteindre plus de 120 cents/kWh (Hydro-Québec

2. Pour l'année 2014



Figure 1.2 Centrale composée de génératrices diesel à la base de McMurdo © The Antarctic Sun, US National Science Foundation, Rejcek (2011)

(2011)). Or, le kilowattheure étant facturé actuellement 8,60 cents, voir Hydro-Québec (2015), l'écart entre le coût réel et le prix facturé est très grand.

Ainsi, des économies dans la consommation de diesel aux réseaux autonomes permettraient de réduire les coûts de production et les pertes d'exploitations.

La présence de plusieurs équipements de production implique la nécessité d'avoir une stratégie de commande, définissant les critères d'activation ou de désactivation des équipements. Notons qu'on réfère parfois aussi à celle-ci comme la stratégie de contrôle ou encore la stratégie d'opération.

Cette stratégie de commande influence directement la consommation des génératrices et a été élaborée à une époque où les problématiques liées aux coûts du diesel n'étaient pas si critiques, d'après les connaissances empiriques des ingénieurs. Ainsi, il pourrait y avoir intérêt à étudier l'impact d'une optimisation des paramètres de cette stratégie de commande sur la consommation de diesel aux réseaux autonomes.

1.2 Objectifs de recherche

L'objectif principal du projet de recherche est de minimiser la consommation de diesel des réseaux autonomes, en agissant sur les seuils régissant les règles d'opérations actuelles.

Le but étant de rendre cette minimisation de carburant directement applicable, sans avoir à réinventer la structure de décision existante, ni à investir dans des équipements supplémentaires.

Mais aussi, par la réalisation du projet, il est espéré d'améliorer la connaissance des règles d'opération en général aux réseaux autonomes.

Bien que le projet porte principalement sur l'optimisation de la stratégie de commande des réseaux autonomes alimentés en électricité par des génératrices diesel, un cas avec une production diesel-éolien est également abordé. Lors de la définition du projet, la possibilité d'optimiser des scénarios avec un système de stockage en plus avait également été envisagée. Toutefois, ceci n'a finalement pas été abordé étant donné que le problème avec diesel seulement a pris une ampleur plus importante que prévu initialement.

Enfin, notons que, en plus de la réduction de la consommation de diesel, le nombre d'arrêts et démarrages associés aux génératrices diesel est un élément qui doit également être surveillé étant donné que ceux-ci génèrent des coûts supplémentaires.

1.3 Plan du mémoire

Au Chapitre 2 est présentée la revue de la littérature. Au Chapitre 3, on présente le banc d'essai retenu pour satisfaire l'objectif du travail ainsi que la stratégie de commande des réseaux autonomes. Au Chapitre 4 sont présentés des résultats préliminaires suite auxquels une première analyse est réalisée, améliorant la compréhension de base du problème et permettant certaines améliorations aux règles d'opérations. Au Chapitre 5 sont présentés les différentes instances d'optimisation et leur résultats, puis l'analyse des résultats. La conclusion du travail est présentée au Chapitre 6.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Dans l'ordre sont abordées les Sections suivantes : les généralités sur les réseaux autonomes, la question des stratégies de contrôle de ces réseaux, l'implémentation de ces stratégies, les modes d'évaluation de la performance d'un réseau autonome, le choix du pas de temps pour la simulation ou la modélisation et, finalement, les algorithmes d'optimisation employés dans un contexte de réseau autonome.

2.1 Généralités sur les réseaux autonomes

Un réseau autonome, comme son nom l'indique, est isolé du réseau électrique principal. L'électricité requise pour satisfaire une certaine demande doit être générée localement. Les réseaux autonomes sont employés dans le cas où il n'est économiquement pas viable de les relier au réseau principal, ou encore, lorsque ce dernier n'existe pas. Ainsi, on retrouve fréquemment des réseaux autonomes sur des îles, dans les régions nordiques de même que dans les pays en voie de développement.

2.1.1 Réseaux conventionnels et hybrides

Historiquement, la production électrique des réseaux autonomes repose sur l'utilisation de génératrices diesel. Il s'agissait alors de l'option la moins coûteuse et à force d'avoir été utilisée, une expertise permettant d'assurer un bon fonctionnement de base a été acquise. De ce fait, de nombreux réseaux autonomes opèrent aujourd'hui uniquement avec des génératrices diesel. Afin de répondre aux variations de charge, aux possibilités de défaillances ou encore à l'indisponibilité due à la maintenance, une centrale thermique de réseau autonome est légèrement surdimensionnée et constituée de plusieurs génératrices diesel. Dans le contexte actuel de réduction des GES et d'augmentation du prix des combustibles fossiles, il y a un engouement prononcé pour les énergies renouvelables et leur intégration aux réseaux autonomes. Celles-ci sont cependant caractérisées par une capacité de production variable non contrôlable, c'est pourquoi leur inclusion efficace est complexe (Katiraei et Abbey (2007)). Notons que les réseaux composés (1) d'au moins une source d'énergie renouvelable couplée à une source d'énergie conventionnelle (thermique) ou (2) de plusieurs sources d'énergies renouvelables avec ou sans sources d'énergie conventionnelle sont appelés des réseaux hybrides (Bajpai et Dash (2012), Nehrir et al. (2011)). Pour ce qui est de la stratégie de commande, l'intérêt actuel pour les énergies renouvelables fait que la très grande majorité des études

abordant la question porte sur les systèmes hybrides avec des énergies renouvelables. La variabilité de ces sources renouvelables a pour effet de motiver l'usage de stockage. C'est pourquoi on retrouve très souvent des études avec des systèmes à énergie renouvelable avec stockage pouvant être connectés, ou non, à des génératrices diesel. Ces dernières sont parfois même considérées comme des sources secondaires de secours pour le réseaux comme l'indique Ahmadi et Pedrasa (2012). Les sources renouvelables les plus couramment employées sont l'éolien et le photovoltaïque. Naturellement, le choix d'une ressource renouvelable pour un réseau autonome précis dépend de la situation géographique de ce dernier. On comprendra que pour un réseau autonome se situant dans une région venteuse il y aurait intérêt à se tourner vers l'éolien, tandis que pour un autre se situant dans une région ensoleillée, le photovoltaïque pourrait être une option viable. Cependant, la seule présence d'une ressource renouvelable à un site donné n'est pas garante de son utilisation totale dans la production. En effet, l'intermittence des sources renouvelables peut être très marquée passant de conditions de vent très favorables à aucun vent dans le cas de l'éolien, par exemple. De plus, la production électrique par les énergies renouvelables n'est pas nécessairement synchronisée avec la demande. Ceci fait que le taux de pénétration éolien est faible, soit de l'ordre de 10-15 % pour des systèmes à basse pénétration (Weis et Ilinca (2008)). Par conséquent, pour des raisons de sécurité énergétique, l'ajout d'énergies renouvelables aux moyens de production n'amène pas une réduction du nombre de génératrices diesel installées sur le réseau. De plus, la faible corrélation entre la production de certaines énergies renouvelables et la demande explique pourquoi le stockage ressort dans nombre de publications comme un élément clé de la pleine intégration des énergies renouvelables et est largement abordé dans la littérature (Bajpai et Dash (2012), Nehrir et al. (2011), Weis et Ilinca (2008)). Cependant, en pratique, le stockage n'est que très peu employé puisque les quelques systèmes permettant des performances adéquates pour l'exploitation des réseaux autonomes sont soit très coûteux à l'installation, soit d'une durée de vie limitée par le nombre total de cycles qu'ils offrent. Dans les deux cas, ceci ne permet pas un retour sur investissement profitable (Luo et al. (2014)). Les sources de stockage les plus largement considérées dans la littérature sont les piles à combustibles et les batteries. Bien qu'il existe plusieurs sortes de batteries, peu de détails à ce sujet sont abordés dans les études traitant de l'optimisation de la stratégie de commande.

2.1.2 Réseaux autonomes existants

Pour n'en citer que quelques-uns, les pays les plus souvent représentés dans les études portant sur les réseaux autonomes sont l'Australie (Haruni et al. (2013)), le Canada (Katiraei et Abbey (2007), Weis et Ilinca (2008), Weis et Ilinca (2010)), la Grèce (Dimeas et Hatziaargyriou (2005), Giaouris et al. (2013)), l'Inde (Chauhan et Saini (2014), Bajpai et Dash (2012))

ou encore les États-Unis (Alaska) (ACEP (2012)). Dans le cas particulier du Canada où les réseaux autonomes concernent principalement des régions nordiques très éloignées, le mode de production retenu dans la quasi-totalité des sites isolés au moment de leur conception reposait sur les génératrices diesel. De façon très exceptionnelle, des éoliennes ont également été ajoutées à certains villages, mais ceci ne représente pas une tendance générale et encore aujourd'hui la plupart des systèmes sont composés de génératrices diesel uniquement (Kati-raei et Abbey (2007)). En ce qui a trait aux systèmes de stockage, quelques essais ont été réalisés mais n'ont toujours pas été concluants, comme c'est le cas de Kotzebue en Alaska (ACEP (2012)). Dans le cadre d'un projet d'intégration d'un système de stockage, des tests sur une batterie ayant une capacité théorique de 2,8 MWh avaient démontrés qu'en réalité celle-ci n'atteignait que 2 MWh en charge et 1,6 MWh en décharge, en plus de ne pas offrir une efficacité constante entre les différents cycles d'utilisation. Également, celle-ci avait subi quelques dégradations physiques reliées au transport. Ainsi, les cas où plusieurs systèmes d'énergies renouvelables sont intégrés conjointement à des moyens de stockage ne concernent pas la situation actuelle des réseaux autonomes canadiens. En ce sens, 24 des 25 réseaux autonomes du Québec produisent uniquement avec des génératrices diesel, parmi lesquels l'ensemble des villages nordiques, voir Figure 1.1. Le réseau autonome restant est celui de la centrale hydroélectrique du Lac-Robertson, notons que celui-là n'est pas relié à un mode de production renouvelable comme de l'éolien ou du photovoltaïque, ni à un système de stockage non plus.

2.1.3 Réseaux similaires et connexes

Comme cas particulier, mentionnons les réseaux autonomes à vocation industrielle. De tels réseaux existent, par exemple, pour alimenter des mines dans le nord du Canada. Notons que ceux-ci sont habituellement plus faciles à gérer. Contrairement aux réseaux desservant les communautés isolées, la demande est relativement uniforme, sinon prévisible (pouvant même être contrôlée dans certains cas), et les exigences quant à l'offre électrique et à la demande peuvent être plus flexibles (Carvalho et Millar (2012), Carvalho et al. (2014)). Ainsi, il arrive que des mines nordiques se dotent d'énergie éolienne pour limiter leur consommation de diesel, comme c'est notamment le cas de la mine Raglan qui a installé une éolienne de 3 MW et a permis de réduire sa consommation d'environ un million de litres, sur un total de 45 millions consommés annuellement (Carriere (2015)).

Notons que l'emploi de modes de production hybride ne se limite pas aux sites isolés. La production électrique typique est en transition, passant de quelques producteurs centralisés à forte capacité vers une distribution de petites centrales à petite capacité. Ce mouvement

serait incité par les programmes de réduction de GES, favorisant l'utilisation d'énergies renouvelables (Gelazanskas et Gamage (2014)). Ce mode de production s'appelle production distribuée. Ainsi, plutôt que de renforcer la capacité du réseau globalement, la tendance future serait de satisfaire la demande localement par l'utilisation de modes de production distribués, couplés à des systèmes de stockage. Le système énergétique serait ainsi caractérisé par une multitude de micro-réseaux connectés entre eux. Cette alternative offre un grand nombre d'avantages. Par exemple, ceci permettrait (i) d'alléger les réseaux de transport et (ii) d'éliminer les problèmes de stabilité par l'isolation de n'importe quelle partie de celui-ci (Fini et al. (2013)). Aussi, l'inclusion d'énergies renouvelables serait facilitée par rapport au modèle traditionnel de production. Une fois déconnecté, un micro-réseau s'apparente à un réseau autonome, et par conséquent, il doit être doté de sa propre stratégie de commande (Logenthiran et al. (2012)). Ce faisant, on peut donc voir les micro-réseaux comme une généralisation des réseaux autonomes.

2.2 Efficacité et stratégie de commande des réseaux autonomes

La principale difficulté des réseaux autonomes est de suivre efficacement une demande qui varie dans le temps (cycle journalier, hebdomadaire et annuel). Pour ce faire, les études considèrent souvent des objectifs de minimisation de la consommation de diesel ou des coûts d'exploitation ou encore d'une maximisation du profit. Pour y répondre, deux approches interreliées existent : le dimensionnement et la stratégie de commande. Le lien entre les deux réside dans le fait que la stratégie de commande opère dans un cadre défini par le dimensionnement. Cependant, en pratique, ils sont souvent traités de façon séparée (Ghazvini et al. (2013)). L'objectif du dimensionnement est généralement de minimiser les coûts tout en assurant la fiabilité du système par la sélection des équipements à employer. La stratégie de commande, quant à elle, vise à assurer l'efficacité du système en déterminant à quel moment et sous quelle condition chaque équipement doit être utilisé ou non pour satisfaire la demande (Bajpai et Dash (2012), Kusakana et Vermaak (2014)).

Comme le présent mémoire porte sur l'optimisation de la stratégie de commande, on suppose que le dimensionnement est donné *a priori*. De plus, puisque la grande majorité des centrales existantes sont thermiques, c.-à-d. constituées que de génératrices diesel, une attention particulière est donnée à leur utilisation.

2.2.1 Contraintes spécifiques à l'utilisation des génératrices diesel

Au cours d'une journée, des saisons et de l'année, la charge fluctue. En revanche, la capacité de production de chaque génératrice diesel est limitée et le régime de fonctionnement de celle-ci influe grandement l'efficacité de la production en termes de kWh/litre. Lors d'une période d'augmentation de la demande (montée de charge), il arrive généralement un moment où les génératrices en opération ne suffisent plus et qu'on doive en démarrer une nouvelle. À l'inverse, lors d'une descente de charge, une génératrice peut ne pas être adaptée à la plage d'opération requise. Toutefois, afin de ne pas endommager les génératrices diesel, certaines contraintes limitent leurs possibilités de production (Katiraei et Abbey (2007)). Celles-ci sont :

- La première est la contrainte de charge minimale qui veut qu'une génératrice diesel ne peut pas opérer sous un taux en dessous duquel les chances de défauts de fonctionnement de la génératrice diesel augmentent considérablement à cause du glaçage des cylindres. Ce phénomène, généré par une perte d'adhérence de l'huile entre le cylindre et les segments, engendre une perte d'étanchéité, puis un encrassement s'amplifiant rapidement et finalement, une usure des pièces (MecaTech (2007)). Généralement, la limite permettant d'empêcher le glaçage se situe autour de 30 % (Katiraei et Abbey (2007)).
- La deuxième contrainte est celle de la réserve tournante qui vise à assurer que, globalement, la génératrice peut répondre à une augmentation soudaine de la charge au-delà de sa limite d'opération. Dans le cas présenté par Katiraei et Abbey (2007), cette réserve tournante est maintenue sur la base de la charge moyenne des cinq dernières minutes en dessous d'un taux de 85 %.
- La troisième contrainte concerne la charge maximale admissible. Celle-ci se base sur la charge instantanée, Katiraei et Abbey (2007) la définit à 95 %.
- La quatrième et dernière contrainte est celle concernant le temps minimum d'opération d'une génératrice. Celle-ci existe afin de limiter les arrêts et démarrages trop fréquents après le démarrage d'une génératrice diesel. Lipman (1984) démontre que le temps optimal serait de 20 minutes.

Ces contraintes établissent la base des règles d'opération d'un réseau autonome composé de génératrices diesel.

2.2.2 Stratégies de contrôle appliquées aux génératrices diesel

Voici maintenant quelques stratégies tirées de la littérature.

Kosek et Heussen (2014) présentent une méthode basée sur une fonction dite d'utilité permettant de définir un classement d'ordre de priorités de fonctionnement entre les génératrices, lesquelles sont toutes du même type. Si la charge augmente au-dessus de 80 % de la puissance nominale, la génératrice avec le plus grand indice de priorité est alors démarrée. Si la charge diminue en dessous de 30 % de la puissance nominale, c'est la génératrice avec le plus faible indice de priorité qui est arrêté. Aussi, six états de performance sont établis en fonction du taux de production. Ils sont classés comme suit :

1. Éteint si à 0 %,
2. Sous-charge si $\in]0, 30[$,
3. Efficace si $\in [65, 75[$,
4. Normal si $\in [75, 100[\cup [30, 65[$,
5. Surcharge si $\in [100, 110[$,
6. Interdit si > 110 %.

L'emploi de la méthode avec fonction d'utilité, par rapport à une allocation maître-esclave de base (voir prochaine section) aurait permis d'améliorer l'allocation à un état de performance de 27,5 %, bien que concrètement, aucune économie ne soit chiffrée.

Clavier et al. (2015) prennent pour objectif la minimisation de la consommation de diesel. Pour ce, trois méthodes permettant d'agir sur certaines charges flexibles sont mises en place. Afin de satisfaire l'objectif, les variables de décision ne concernent pas la stratégie de commande. Cependant, il en existe quand même une qui est présentée. Celle-ci repose sur le fait que parmi G1, G2 et G3, les trois génératrices existantes, G3 sert de remplacement à G1 dans le cas où celle-ci serait indisponible et G2 est activée dès que la charge dépasse les 340 kW, augmentant par le fait même la consommation en diesel. Il est à supposer que l'optimisation du modèle mathématique reprenant des techniques de gestion de la demande favoriserait un retardement du démarrage de G2 en limitant si possible la charge et ainsi en économisant du carburant.

Katiraei et Abbey (2007) présente une étude de dimensionnement d'un réseau autonome diesel/éolien. Bien qu'il soit composé de turbines éoliennes, la stratégie de commande des génératrices diesel est abordée de façon détaillée. Le premier élément intéressant est que la stratégie de commande présentée repose sur un aspect opérationnel, c'est-à-dire qu'à chaque pas de temps des conditions sont vérifiées pour savoir si une modification de la situation

en cours doit être réalisée en prenant en compte les contraintes opérationnelles des génératrices diesel. Cette stratégie de commande prend en compte toutes les combinaisons possibles pouvant être formées par les génératrices diesel. Les passages possibles d'une combinaison à l'autre sont alors comme suit :

Logical state	Diesel 1 (DG1)	Diesel 2 (DG2)	Diesel 3 (DG3)	Upgrading states		Downgrading states	
1	On	Off	Off	2	6	1	1
2	On	On	Off	7	7	1	3
3	Off	On	Off	2	4	2	2
4	Off	On	On	7	7	3	5
5	Off	Off	On	6	4	6	6
6	On	Off	On	7	7	1	5
7	On	On	On	7	7	2	4

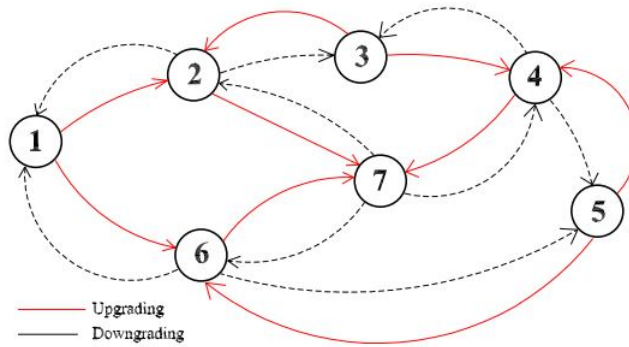


Figure 2.1 Combinaisons et opérations possibles © 2007 IEEE, Katiraei et Abbey (2007)

Les transitions se font ensuite sur la base des contraintes opérationnelles des génératrices diesel, celles-ci ont déjà été présentées à la Section 2.2.1. Le but est d'assurer que la charge puisse être satisfaite à tout moment de façon sécuritaire, même si une augmentation soudaine venait à se produire. Ainsi, une transition vers une combinaison supérieure se fait dès que 95 % de la capacité est atteinte par la charge ou si la moyenne des cinq dernière minutes dépasse 85 % de la capacité. Le premier cas sert à protéger les génératrices alors que le deuxième permet de maintenir une réserve tournante. Une transition vers une combinaison inférieure survient si la charge passe en dessous de 30 % de la capacité ou au point de transition des courbes de rendement. La première règle permet de préserver les génératrices du glaçage, la seconde de sélectionner les combinaisons les plus efficaces pour une demande donnée. Ces courbes de rendement sont présentées à la Figure 2.2. On constate que lors d'une baisse de la charge, le changement à un point de croisement assure un meilleur rendement, pour un même régime d'utilisation. En revanche, il semble peu probable qu'au moment de passer à la combinaison inférieure celle-ci opère au même régime, étant donné que les capacités des génératrices ne sont pas les mêmes.

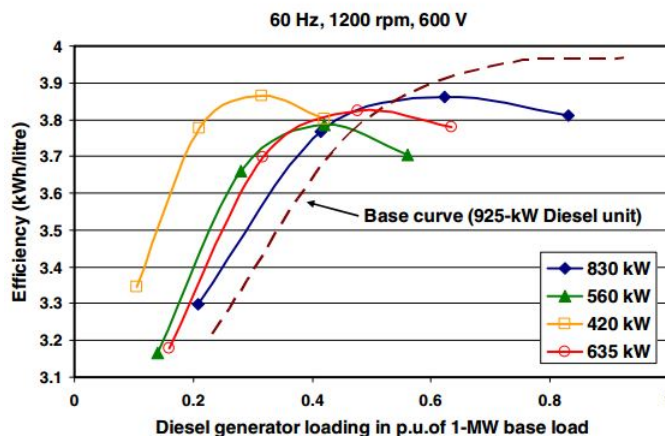


Figure 2.2 Rendement des génératrices diesel © 2007 IEEE, Katiraei et Abbey (2007)

Ainsi, différentes stratégies de contrôle concernant les génératrices diesel existent et il ne semble pas qu'il y ait de façon standard de l'aborder et le niveau de prise en compte des contraintes opérationnelles n'est pas constant selon les études. Notons qu'il est rare qu'elles soient prises en détail comme le fait Katiraei et Abbey (2007). Mentionnons en plus que les stratégies décrites ci-dessus sont toutes du type myope, c.-à-d. qu'elles se font sur la base de la charge observée au moment présent sans anticipation de son évolution.

2.3 Implémentation des stratégies de contrôle

Le contrôle d'un réseau autonome s'opère au moyen d'une stratégie de commande, incluse au sein d'une structure de contrôle et assurée au moyen de contrôleurs. Les contrôleurs sont les équipements permettant de mesurer l'état du système et de donner des commandes aux équipements de production.

2.3.1 Structure de contrôle

Dans le cadre de réseaux autonomes, trois structures de contrôle existent : centralisée, distribuée et hybride. Dans le cas d'une structure de contrôle centralisée, voir la Figure 2.3, deux niveaux existent : le niveau maître et le niveau esclave. Le niveau le plus bas concerne les contrôleurs esclaves. Chaque équipement du réseau autonome est supervisé par un contrôleur esclave qui observe le taux d'utilisation et exécute les ordres du contrôleur maître. Ce dernier représente le plus haut niveau de décision, il reçoit les informations de tous les contrôleurs esclaves, prend des décisions en fonction de la stratégie de commande implémentée et renvoie

les ordres aux contrôleurs esclaves (Nehrir et al. (2011), Dimeas et Hatziargyriou (2005), Chauhan et Saini (2014)).

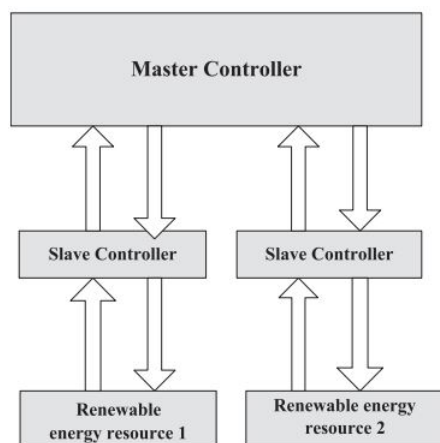


Figure 2.3 Structure de contrôle centralisé d'un réseau autonome © 2014 Elsevier Ltd., Chauhan et Saini (2014)

Dans le cas d'une stratégie de commande distribuée, les signaux sont envoyés à des contrôleurs locaux. Ceux-ci communiquent directement entre eux pour arriver à des compromis sur les décisions d'opération (Nehrir et al. (2011), Dimeas et Hatziargyriou (2005), Chauhan et Saini (2014)). Finalement, les systèmes hybrides combinent les deux modèles précédents. À l'intérieur de plusieurs génératrices opère une stratégie de commande distribuée, puis globalement entre les différentes génératrices opère une stratégie centralisée (Nehrir et al. (2011), Dimeas et Hatziargyriou (2005), Chauhan et Saini (2014)).

2.3.2 Automates programmables

Afin d'élaborer ces structures, la stratégie de commande est implémentée dans un langage spécifique à tous les contrôleurs et suivant une séquence de contrôle. Un langage couramment employé est Relay Ladder Logic (RLL). Celui-ci peut opérer en continu ou en parallèle des exécutions multiples, supporte des opérations logiques complexes, etc. (Habenschuss (2011)). Autrement dit, une stratégie de commande basée sur des opérations logiques (telle que celle de Kosek et Heussen (2014), Clavier et al. (2015) ou Katiraei et Abbey (2007)) peut être implémentée dans des contrôleurs et utilisée dans le cadre de l'exploitation des réseaux autonomes. Concrètement les contrôleurs employés peuvent être, par exemple, des automates Modicons de Schneider Electric (voir Schneider-Electric (2009)), lesquels exécutent la stratégie de commande en Ladder et font le lien avec les génératrices.

2.4 Évaluation de la performance des réseaux autonomes

Toute modification à un réseau autonome est habituellement évaluée avant son implémentation à l'aide d'un modèle. Les principales façons de modéliser un réseau autonome sont la modélisation mathématique et l'utilisation de simulateurs. Étant donné qu'il n'existe quasiment pas d'études concernant l'optimisation de réseaux autonomes composés de génératrices diesel uniquement, la plupart des systèmes présentés concernent des réseaux autonomes, semi-autonomes ou hybrides.

2.4.1 Modèles mathématiques

La modélisation mathématique est très largement employée pour évaluer l'impact de mécanismes complémentaires à une stratégie de commande par rapport à un cas de base. Ainsi, il n'est pas rare de voir des études créer des modèles mathématiques afin de tester des modèles de prévision de la charge (Clavier et al. (2015), Wang et al. (2014), Haruni et al. (2013), Garcia et Bordons (2013)), de gestion de la demande (Clavier et al. (2015), Wang et al. (2014)) ou encore de l'inclusion de zones d'hystérésis (Giaouris et al. (2013)). Dans ces études, la méthode de résolution, ou d'optimisation, gère l'allocation des éléments de production dans le but de satisfaire un objectif particulier (minimisation des coûts, maximisation des profits, etc.) sans toutefois spécifier la stratégie de gestion sous-jacente.

Les variables de décision correspondent à un état activé, ou non activé, au moyen de variables binaires, ou encore à la puissance débitée d'un élément de production, où des contraintes supplémentaires assurent qu'il n'y a pas de dépassement dans des zones non réalisables. Ces modélisations ne sont généralement pas orientées sur l'aspect opérationnel des réseaux. À chaque pas de temps, tout le système peut être modifié en vue de satisfaire l'objectif de minimisation, ou de maximisation. Pour représenter au maximum la réalité, il devient nécessaire d'ajouter un très grand nombre de contraintes. C'est pourquoi ces modélisations sont généralement employées pour comparer l'introduction de mécanismes complémentaires, comme mentionné précédemment, par rapport à un cas de base.

Barbier et al. (2014) présentent une méthode permettant de dimensionner et d'optimiser la stratégie de commande de réseaux autonomes hybrides. Une approche "data mining" est utilisée afin d'établir la stratégie de commande du réseau, qui aura préalablement été dimensionné par une première optimisation. Un arbre de décision de 299 nœuds est obtenu. Dans un contexte de contrôle en temps réel d'un réseau autonome, cette approche est difficilement exploitable étant donné que la méthode développée nécessite environ 20 minutes pour arriver à l'optimum.

2.4.2 Simulateurs

Par simulation, on entend l'emploi d'un logiciel existant donnant accès à certains éléments de paramétrisation. Notons qu'un simulateur n'est pas nécessairement plus précis qu'un modèle mathématique.

Bernal-Agustin et Dufo-Lopez (2009) présente une liste de simulateurs de réseaux autonomes, parmi lesquels trois sont gratuits : HOMER, HYBRID2 et HOGA. Nous abordons plus en détails les simulateurs HOMER et HOGA. HYBRID2 n'étant plus supporté et ne fonctionnant pas sur des versions postérieures à Windows XP, il ne sera pas présenté.

HOMER, présenté dans Lambert et al. (2006), utilise des courbes de demande horaire et des courbes de données de vents, ainsi que certaines caractéristiques des génératrices diesel comme la puissance nominale, le taux d'utilisation minimum toléré, la consommation de carburant lorsqu'il n'y a pas de charge, la consommation de carburant sous une charge maximale. Le but de l'utilisation de HOMER est de déterminer une configuration optimale à un site isolé donné, en définissant plusieurs équipements disponibles (génératrices diesel, éoliennes, panneaux solaires, etc).

Reprenons trois exemples d'utilisation de HOMER. Weis et Ilinca (2010) utilisent HOMER pour calculer les incitatifs nécessaires à la viabilité économique de l'inclusion d'énergies renouvelables à des réseaux isolés canadiens en définissant le type d'éolienne utilisées, la charge horaire et des données de vent, en plus d'ajouter des coûts d'opération et d'installation d'équipements. Rehman et al. (2007) utilisent HOMER pour définir dans quelles conditions un projet d'ajout d'éolien peut être rentable pour un site isolé. Dans Ramli et al. (2015), HOMER sert à dimensionner un ensemble de panneaux photovoltaïques pour un système connecté à un réseau en se basant sur la valeur actuelle nette comme critère principal et sur l'excédent électrique, le taux de pénétration de renouvelables et les émissions de dioxyde de carbone comme critères secondaires.

Ainsi principalement, ce sont des études de dimensionnement en fonction d'un critère économique qui sont réalisées avec HOMER. La stratégie de commande est établie de sorte qu'à chaque début de pas de temps, horaire ou minute, un choix d'allocation de production est fait en fonction de la charge et des ressources disponibles (renouvelables et thermiques) pour le pas de temps suivant, le but étant de minimiser les coûts associés à la production (Lambert et al. (2006)). Cependant, il n'est pas possible pour l'utilisateur de modifier cette stratégie de commande.

HOGA (Dufo-Lopez (2014)) est un simulateur horaire développé à l'université de Zaragoza en Espagne qui existe en version gratuite et payante. L'utilisateur sélectionne les types de

moyens de productions souhaités (éolien, diesel, photovoltaïque, etc.) et le simulateur agit sur le nombre et le modèle de chacun des composants du système (p. ex. : nombre de turbines éoliennes d'un modèle donné). Différents objectifs peuvent être sélectionnés par l'utilisateur : la maximisation de la valeur actuelle nette, la minimisation des émissions de GES ou la minimisation du déficit en énergie. Les variables d'optimisation sont les points de transition (en kW) où un moyen de production devient plus rentable qu'un autre en fonction des coûts de production linéarisés pour les cycles de recharge ou de déchargement d'énergie. Il s'ensuit que la stratégie de commande est basée sur les valeurs des points de transition. Physiquement, ceux-ci dépendent des caractéristiques des équipements en place aux sites de production. Ces éléments mis ensemble permettent de relier le dimensionnement à la stratégie de commande. L'optimisation est réalisée à l'aide d'un algorithme génétique. Étant donné que les variables correspondent à des points théoriques de rentabilité, fournis par l'algorithme génétique, le choix des équipements et de leur type ne permet pas nécessairement de retrouver exactement le point fourni par l'algorithme. C'est pourquoi une deuxième phase d'optimisation ajuste des facteurs de corrections pour minimiser les différences. Enfin deux orientations de stratégies de contrôle peuvent être présélectionnées par l'utilisateur. Tout d'abord une stratégie dite "*LOAD FOLLOWING*" et une stratégie dite "*CYCLE CHARGING*". Dans les deux cas, certaines variables sont définies à des valeurs fixes pour définir les grandes lignes de chacune des stratégies. Peu d'informations sont disponibles quant à la nature de la charge à définir, à savoir s'il suffit de fournir un niveau d'énergie fixe à satisfaire en tout temps ou si la demande peut varier pour tous les pas de temps. Aussi, il n'est pas possible de définir soi-même les modèles précis d'équipements à inclure dans le modèle, ce qui limite grandement les possibilités d'optimisation de la stratégie de commande pour un système déjà existant.

2.5 Choix du pas de temps

Qu'on opte pour un modèle mathématique ou un simulateur, le comportement d'un réseau électrique dépend du pas de temps considéré. Par conséquent, le choix du pas de temps varie selon l'objectif des études. En effet, plus le pas de temps est réduit, plus les études portent sur des aspects de stabilité et de qualité du signal électrique. À l'inverse, plus le pas de temps est élevé, plus les études portent sur des considérations de dimensionnement et de coûts d'investissements. Entre les deux, c'est-à-dire au pas de temps allant de la minute à l'heure, ce sont plutôt des considérations sur les coûts d'exploitation et la stratégie de commande qui prévalent.

2.5.1 Pas de temps inférieur à la minute

Les études employant des pas de temps inférieurs à la minute ont généralement comme objectif la stabilité des réseaux. L'utilisation de MATLAB Simulink revient régulièrement dans ce genre d'études (Haruni et al. (2013), Bizon (2014), Raghani et al. (2014)). Haruni et al. (2013) présente une stratégie de commande à plusieurs niveaux d'un réseau hybride où le niveau le plus élevé répartit la production entre les différents éléments et où les contrôleurs locaux assurent la stabilité du réseau à un pas de temps seconde. Bizon (2014) présente une stratégie de commande définie sur un pas de temps de 2×10^{-5} s qui permet de satisfaire la demande en puissance tout en compensant les basses et hautes fréquences et en régulant la tension sur un bus en courant continu. Raghani et al. (2014) propose une méthode de calibration des contrôleurs permettant de gérer la distribution de la puissance active tout en maintenant la fréquence dans les limites permises sur un horizon de quatre secondes à un pas de temps inférieur à la seconde. Certaines études privilégient l'approche de la programmation mathématique. En effet, Kumar et Chaturvedi (2013) modélise un réseau autonome à un pas de temps inférieur à la minute où les variables de décision sont l'assignation des flots afin de satisfaire la demande tout en considérant les limites de stabilité dans lesquelles le réseau doit opérer.

Quelques études ne portent pas sur le contrôle de stabilité mais emploient tout de même un pas de temps minute (Kosek et Heussen (2014), Logenthiran et al. (2012)). Kosek et Heussen (2014) présente une stratégie visant à répartir équitablement la ressource diesel à différentes génératrices disponibles à l'aide de la définition d'ordres de priorités. Un pas de temps à la seconde est employé, mais aucune considération concernant la stabilité n'est abordée. Cependant, notons que l'horizon total de simulation est de 5000 secondes, ce qui correspond à environ 83 minutes, ce qui est plutôt court pour un tel objectif, sans considération sur la stabilité. Logenthiran et al. (2012) utilise le logiciel Real-Time Digital Simulator (RTDS) pour conduire une étude visant à minimiser l'écart entre la prédiction de la charge et la charge. Cette étude diffère des autres du fait qu'elle vise à reproduire les conditions d'opérations en temps réel d'un micro-réseau en considérant les systèmes d'acquisition et de contrôle, d'où l'utilisation du logiciel RTDS et d'un pas de temps inférieur à la minute.

2.5.2 Pas de temps horaire

De façon générale, les études au pas de temps horaire concernent des problématiques économiques et visent à minimiser les coûts, ou la consommation de diesel, puisqu'il en résulte directement une baisse des coûts d'exploitation (Berrazouane et Mohammadi (2014), Clavier et al. (2015), Giaouris et al. (2013), Soares et al. (2012)). Berrazouane et Mohammadi

(2014) emploie des méthodes métaheuristiques pour calibrer les paramètres de contrôleurs basés sur la logique floue (fuzzy logic) selon trois différents objectifs : (1) la réduction de la probabilité de perte de charge, (2) la réduction des excédents en énergie et (3) la réduction des coûts en énergie. Clavier et al. (2015) cherche à minimiser la consommation de diesel ou à maximiser les bénéfices générés par le réseau en utilisant des méthodes de prévision de la charge et de pilotage de la charge, puis compare trois différentes stratégies de contrôle présentées sur la base de la réduction de la consommation de diesel sur un horizon de 20 ans. Giaouris et al. (2013) comparent différentes stratégies de contrôle élaborées sur la base de la minimisation de la consommation de diesel et la minimisation des pertes d'énergie. L'étude simule ces stratégies de contrôle sur un horizon de un an. Sharafi et El Mekkawy (2014) élabore une modélisation d'un réseau avec stockage où l'objectif est de minimiser les coûts associés à celui-ci en fonction des coûts unitaires de production de chacun des éléments présents (éolien, photovoltaïque, piles à combustibles, recharge de la batterie, décharge de la batterie ou réduction de la charge). Concernant cette dernière étude, on notera toutefois que l'emploi d'un pas de temps horaire conduit à des systèmes de stockage dont la taille augmente rapidement. Pour optimiser le dimensionnement de ce type d'équipement, un pas de temps minute apparaît plus approprié.

2.6 Algorithmes d'optimisation appliqués aux réseaux autonomes

Cette Section aborde les méthodes d'optimisation employées dans un contexte de réseau autonome, qu'il s'agisse de stabilité, de contrôle ou d'études économiques. L'emploi de méthodes métaheuristiques est très courant. Parmi celles-ci, on retrouve le plus souvent l'optimisation par essaims de particules (Berrazouane et Mohammedi (2014), Kumar et Chaturvedi (2013), Sharafi et El Mekkawy (2014), Soares et al. (2012)), par recherche coucou (Cuckoo search) (Berrazouane et Mohammedi (2014), Raghani et al. (2014)) et les algorithmes génétiques (Kumar et Chaturvedi (2013), Soares et al. (2012)).

Soares et al. (2012) résout un problème défini par un programme non-linéaire mixte en nombres entiers en employant GAMS afin d'établir un cas de base à battre par l'emploi de plusieurs métaheuristiques. De par les résultats, on constate que ces dernières produisent généralement de moins bons résultats que GAMS. Garcia et Bordons (2013) résout un programme quadratique mixte en nombres entiers, mais ne spécifie pas le solveur employé.

Dans le cas des simulateurs (HOMER, HOGA, MATLAB SIMULINK), des solveur intégrés semblent être employés puisqu'aucune information quant à la méthode d'optimisation retenue n'est spécifiée (Haruni et al. (2013), Kosek et Heussen (2014), Logenthiran et al. (2012), Torreglosa et al. (2014)). Il arrive aussi qu'aucune information ne permette d'identifier la

méthode utilisée, puisque celle-ci n'est pas spécifiée et qu'aucun simulateur particulier n'est utilisé (Wang et al. (2014), Giaouris et al. (2013)).

Mohamed et Koivo (2010) utilisent l'algorithme Mesh Adaptative Direct Search (MADS) dans un contexte de micro-réseau pour optimiser la distribution économique de la production d'un système hybride composé d'une turbine éolienne, d'une microturbine, d'une génératrice diesel, d'un panneau photovoltaïque, d'une pile à combustible et d'une batterie. Le modèle est non linéaire et discret, il modélise chaque mode de production en prenant en compte les performances techniques et économiques avec, par exemple, la puissance débitée des modes de production renouvelable en fonction de données réelles et la puissance des turbines avec les courbes de puissance, etc. En plus, sont inclus les coûts variables de l'électricité, les coûts de démarrage, de maintenance et d'opération. Le modèle est également résolu avec un modèle quadratique et dans tous les cas testés, MADS parvient à de meilleurs résultats.

Dans l'article de Hosseini et al. (2011), on présente un problème d'allocation économique de la production à des centrales thermiques résolu avec trois versions différentes de MADS. Ces centrales doivent produire à la fois de l'électricité et de la chaleur, le problème comprend six variables et avec la paramétrisation retenue, arrive au meilleur résultat en moins de 60 évaluations pour les trois versions de MADS.

MADS fait partie des algorithmes d'optimisation non lisse, aussi dite de « boîtes noires ». Rios et Sahinidis (2013) rapportent 22 bibliothèques d'optimisation non lisse. Comme les méta-heuristiques, ces algorithmes explorent le domaine de solutions sur la seule base des valeurs de la fonction objectif évaluées en divers points, sans recours aux dérivées. Ceux-ci sont toutefois dotés de propriétés de convergence sur des optima locaux que les métaheuristiques n'ont pas. Il reste qu'ils sont sensibles aux points de départ, et ce faisant, il faut choisir ceux-ci avec soin (Fowler et al. (2008)).

CHAPITRE 3 MONTAGE DU BANC D'ESSAI

Rappelons que l'objectif du projet est de minimiser la consommation de diesel en optimisant les seuils de la stratégie de commande. Afin de satisfaire cet objectif, le simulateur OPERA et la librairie d'optimisation NOMAD sont utilisés.

OPERA est un simulateur développé à l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ) qui reprend les stratégies de contrôle existantes aux réseaux autonomes. Tout comme pour Kattirai et Abbey (2007), la stratégie de commande repose sur des contraintes opérationnelles des groupes diesel.

NOMAD est un optimiseur de boîtes noires développé au Groupe d'Études et de Recherche en Analyse des Décisions (GERAD) à Montréal. Il s'agit d'une implémentation de l'algorithme MADS qui tend à minimiser des fonctions sans utiliser leur dérivées, mais en se basant sur les valeurs de la fonction objectif f retournées par l'évaluation de points précis. À la Section 2.6, on présente deux cas d'optimisation (Mohamed et Koivo (2010) et Hosseini et al. (2011)) dans un contexte de production électrique où MADS permet de réaliser de bonnes performances.

Le lien entre NOMAD et OPERA se fait par une passerelle, celle-ci est requise parce que OPERA ne peut être appelé par un appel système lancé par NOMAD.

Afin de valider les résultats, trois villages du Nunavik sont à l'étude. Ceux-ci ont des caractéristiques différentes de par leurs charges et leurs capacités de production.

Dans le présent chapitre, plus de détails sur OPERA, NOMAD, la passerelle et les villages à l'étude sont donnés.

3.1 OPERA

3.1.1 Présentation générale

L'acronyme OPERA provient de Outil d'aide à la Planification et à l'Exploitation des Réseaux Autonomes. La version minute OPERA *v.1.34Nma.3* est utilisée dans le cadre du projet, mais des modifications ont été apportées suite à des observations réalisées au chapitre 4 et ont contribué à la version OPERA *v.1.36Nma*. Au chapitre 5 est abordée la question de l'optimisation d'un jeu de seuils optimisé pour chacune des configurations, la version d'OPERA utilisée pour ce cas-ci est OPERA *v.1.36Nma.2*. Enfin notons que OPERA est un programme réalisé en VBA dans Excel.

Avant de procéder avec le détail du simulateur, certaines définitions sont à présenter afin de

ne pas semer la confusion chez le lecteur. Par groupe diesel, on entend moteur diesel et une génératrice synchrone ; par configuration de groupes diesel, on entend un ensemble contenant un ou plusieurs groupes diesel.

La charge du village à l'étude est fournie au moyen d'une base de données pour chaque pas de temps minute de l'année. OPERA tend à satisfaire cette charge pour chacun de ces pas de temps selon certains moyens de production dont il dispose et d'après certaines règles d'opération. Les trois sources d'énergie pouvant contribuer à satisfaire la charge sont des groupes diesel, des turbines éoliennes et des systèmes de stockage d'énergie (batteries).

Ainsi, il y a plusieurs façons de conduire une simulation pour un site donné. De base, il est possible d'inclure uniquement les groupes diesel, auxquels les éoliennes peuvent être ajoutées, ou non. Dans les deux cas, l'ajout d'un système de stockage par batterie peut être fait. Et finalement, dans le cas où il y ait présence d'éolien, il y a possibilité d'inclure un système de stockage de puissance avec un volant d'inertie.

La production diesel est modélisée avec les courbes de rendement des groupes, fonction du régime d'utilisation. Chaque groupe diesel a sa propre courbe de rendement correspondant aux performances de celui-ci. Afin de conduire un processus de simulation, les courbes de rendement des groupes présents sur le site à l'étude sont donc requises par le simulateur. OPERA crée toutes les configurations diesel possibles avec les groupes diesel disponibles au site à l'étude, celle-ci sont ensuite ordonnées par ordre croissant de capacité. Ainsi, la première configuration est de capacité inférieure à la deuxième configuration et ainsi de suite, voir l'Équation (3.1).

$$P_{C_1} < P_{C_2} < P_{C_3} < \dots \quad (3.1)$$

où :

— P_{C_n} correspond à la puissance nominale de la configuration C_n .

De cette façon il existe deux types de règles : les règles permettant d'augmenter la capacité de production (par le passage de C_n à C_{n+1}) et les règles permettant de diminuer la capacité de production (par le passage de C_n à C_{n-1}).

La production éolienne est modélisée en fonction du type d'éolienne employée, au moyen de données de vent pour chaque minute au site étudié. Aussi, le simulateur prend en compte la vitesse limite au-delà de laquelle l'éolienne ne peut plus produire (cut-off), la puissance

minimale requise pour l'activation des éoliennes, la durée après laquelle le parc est arrêté en absence de vent ou encore la durée minimale d'un tel arrêt. Un cas avec éolien a été abordé dans le projet.

La capacité de stockage, et de restitution, d'énergie des batteries est modélisée par des équations. Aucun cas avec stockage n'a été abordé dans le projet de maîtrise.

Les règles d'opération des groupes diesel sont présentés à la suite.

3.1.2 Règles d'opération de la stratégie de commande

OPERA reproduit les règles d'opérations existantes de la stratégie de commande. Concrètement, ce sont les mêmes qui sont implémentées dans les automates programmables des réseaux autonomes, voir la Section 2.3.2. Les règles permettant le passage à une autre configuration se basent sur le taux de production des configurations. Voyons d'abord le passage à la configuration suivante, afin d'augmenter la capacité, puis les règles permettant le passage à la configuration précédente, afin de diminuer la capacité de production.

Passage à la configuration suivante de plus grande capacité

Le passage à la configuration suivante de plus grande capacité se fait lorsque la charge dépasse des valeurs limites de la capacité de production. Deux mécanismes existent et, tout comme dans l'étude de Katiraei et Abbey (2007), ils reposent sur des contraintes opérationnelles des groupes diesel. Le premier mécanisme vise à assurer qu'il existe une réserve tournante dans le cas d'une augmentation soudaine de la production et le deuxième à prévenir que les groupes produisent au-delà de leur puissance nominale. **Notons que le passage à la configuration suivante se fait si une des deux règles est satisfaite.** Un passage à la configuration suivante est réalisé si le critère Crit1 suivant est vérifié :

$$\overline{L_i^{Crit1}} > P_{C_n} \cdot 90 \% \forall i \in [t - 3; t] \quad (3.2)$$

où :

- $\overline{L_i^{Crit1}}$ est la charge moyenne au pas i s'appliquant au critère Crit1,
- P_{C_n} est la puissance nominale de la configuration C_n ,
- t correspond au pas de temps actuel.

et où la charge moyenne se calcule sur les trois dernières valeurs de la charge :

$$\overline{L_i^{Crit1}} = \frac{1}{3} \sum_{j=i-2}^i L_j \quad (3.3)$$

où :

— L_j est la charge au pas de temps j .

Le critère Crit1 est ainsi basé sur des moyennes roulantes (Équations 3.2 et 3.3), permettant de saisir la tendance générale de la charge. Aussi, le seuil de 90 % dans l'Équation 3.2, qu'on appelle aussi S1, permet d'anticiper le passage à la configuration supérieure avant le maximum de sa capacité, dans le but de maintenir une réserve tournante.

D'autre part, un passage à la configuration suivante est également requis si :

$$L_t > P_{C_n} \cdot 98 \% \quad (3.4)$$

Cette règle vise à ce que la production ne se fasse pas au-delà, ou trop près, du maximum, de la capacité des groupes. On se réfère à cette règle avec le terme CritU et la limite de 98 % est le seuil SU.

La Figure 3.1 illustre graphiquement les paramètres modélisant la moyenne roulante du critère Crit 1, où N1 correspond au nombre de moyennes requises et D1 leur "durée".

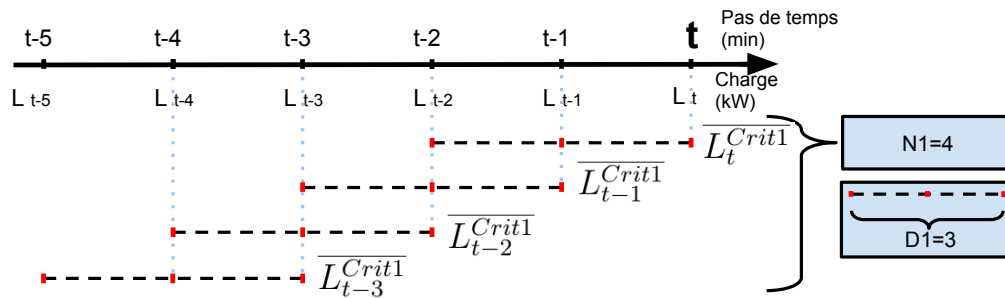


Figure 3.1 Calcul des moyennes pour la vérification du critère Crit1

Ainsi, au temps t le critère Crit1 est vérifié d'après les N1 moyennes, chacune de celles-ci se calculant sur un horizon de D1 blocs minutes, soit : $\overline{L_t}$, $\overline{L_{t-1}}$, $\overline{L_{t-2}}$ et $\overline{L_{t-3}}$. Et en plus le critère CritU est vérifié d'après la valeur de la charge instantanée au temps t , soit : L_t .

Passage à la configuration précédente de plus faible capacité

Le passage à la configuration précédente de plus faible capacité est basé sur le même principe que le mécanisme de réserve tournante exprimé par l'Équation 3.2. Cette fois-ci, l'idée est de s'assurer que la tendance générale de la charge est à la baisse, et donc, se situe **en dessous de 81 % de la puissance nominale de la configuration précédente**. Dans ce cas-ci il faut également s'assurer que le passage à la configuration inférieure n'aura pas pour effet de déclencher un passage à la configuration supérieure par le critère CritU (Équation 3.4) immédiatement après le changement de configuration.

Ainsi, **les deux règles doivent être vérifiées toutes les deux pour qu'un passage à la configuration inférieure se produise.**

La première règle est définie à l'Équation 3.5 et la deuxième à l'Équation 3.7. On a :

$$\overline{L}_i^{Crit5} < P_{C_{n-1}} \cdot 81 \% \forall i \in [t-3; t] \quad (3.5)$$

où :

- \overline{L}_i^{Crit5} est la charge moyenne au pas i s'appliquant au critère Crit5,
- $P_{C_{n-1}}$ est la puissance nominale de la configuration inférieure C_{n-1} ,
- t correspond au pas de temps actuel.

et où la charge moyenne se calcule les quatre dernières moyennes :

$$\overline{L}_i^{Crit5} = \frac{1}{3} \sum_{j=i-2}^i L_j \quad (3.6)$$

Des paramètres N5 et D5 jouent sur l'Équation 3.6 de la même façon que pour la moyenne \overline{L}_i^{Crit1} , comme présenté à la Figure 3.1.

Finalement, pour s'assurer qu'un retour immédiat ne sera pas requis, la règle 3.7 est aussi vérifiée.

$$L_t < P_{C_{n-1}} \cdot 98 \% \quad (3.7)$$

Ici la valeur de 98 % correspond au même seuil SU du critère CU, présenté à 3.4.

Ainsi, la stratégie de commande est basée sur les critères Crit1, Crit5 et CritU et les paramètres les contrôlant sont : S1, S5, SU, N1, N5, D1 et D5. Il s'agit là des sept variables de

décision compris dans le vecteur x pour NOMAD, soit :

$$x = \begin{pmatrix} S1 \\ S5 \\ SU \\ N1 \\ N5 \\ D1 \\ D5 \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

Notons que toutes les variables sont entières.

Voyons maintenant plus en détail l'optimiseur NOMAD.

3.2 NOMAD

De nombreux logiciels d'optimisation de boîtes noires existent, Rios et Sahinidis (2013) en présentent 22. Pour le projet, NOMAD a été retenu puisqu'il est déjà utilisé à l'IREQ et qu'une connaissance du logiciel existe. En plus, il offre une grande flexibilité dans la définition des variables et est relativement simple à utiliser. Notons que, comme le montre la littérature (Section 2.6), NOMAD est en mesure d'optimiser des problèmes complexes dans le domaine de la production énergétique.

3.2.1 Présentation générale

NOMAD est l'acronyme de *Nonlinear Optimization by Mesh Adaptive Direct Search* (Audet et al. (2009), Le Digabel (2011)). La version utilisée est NOMAD 3.6.2.

Il s'agit d'un logiciel d'optimisation qui travaille avec ce qui est communément appelé des fonctions boîtes noires. De telles fonctions renvoient des valeurs f associées à un domaine réalisable de \mathbb{R}^n sans qu'aucun des mécanismes les produisant ne soient connus. Autrement dit, une boîte noire accepte en entrée n variables et produit en sortie une valeur. En plus, les contraintes définissant le domaine peuvent être spécifiées à NOMAD. Concrètement, la boîte noire peut être une fonction, plusieurs fonctions, un programme plus ou moins complexe, ou encore un simulateur, tant qu'elle accepte une ou plusieurs entrées et génère une ou plusieurs sorties.

Dans notre cas, la boîte noire est le simulateur OPERA. Ainsi de façon générale, on a :

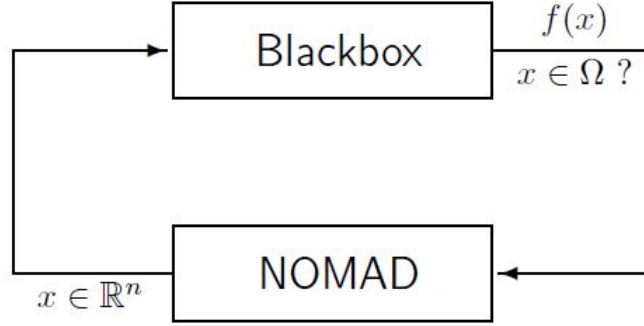


Figure 3.2 NOMAD et la boîte noire, tiré de Audet et al. (2009).

Avec la fonction objectif :

$$\min_{x \in \Omega} f(x) \quad (3.9)$$

où l'ensemble réalisable $\Omega = \{x \in X : c_j(x) \leq 0, j \in J \subset \mathbb{R}^n, f, c_j : X \rightarrow \mathbb{R} \cup \infty \text{ pour tous } j \in J = 1, 2, \dots, m \text{ et où } X \text{ est un sous-ensemble de } \mathbb{R}^n\}$.

Globalement, NOMAD se caractérise par une grande flexibilité, puisqu'il prend en charge des variables bornées, non bornées, entières, continues, cycliques ou un mélange de ces trois dernières.

Également, il est possible d'appeler plusieurs fonctions boîtes noires, pouvant être associées à la fonction objectif, à des contraintes relaxables ou non relaxables (Le Digabel et Wild (2015)). Et même de définir des conditionnalités à l'exécution de certaines boîtes noires en fonction du succès d'une autre boîte noire à produire une sortie.

D'autre part, il peut être exécuté sous Windows, Mac OS X, Linux, UNIX et dans MATLAB.

3.2.2 Algorithme MADS

NOMAD est une implémentation de l'algorithme de recherche directe MADS.

Les algorithmes de recherche directe disposent de deux outils principaux pour minimiser des fonctions : la sonde et la recherche. Cette dernière est optionnelle tandis que la sonde est toujours employée.

Présentons maintenant le concept de sonde opportuniste de la recherche par coordonnées (Fermi et Metropolis (1952)). Cette présentation est tirée du chapitre 7 du livre "Introduction to Derivative-Free Optimization" (Conn et al. (2009)).

Sonde opportuniste de la recherche par coordonnées

L'exemple suivant illustre la mécanique de la sonde opportuniste avec une base positive à $2n$ directions formée par les vecteurs de la base canonique et leurs opposés, on la dénote D_{\oplus} . n correspond au nombre de variables de la fonction, ou de la boîte noire. Une base positive correspond à un ensemble générateur positif où les combinaisons linéaires positives de ces éléments peuvent représenter tout point de \mathbb{R}^n (Audet et Dennis (2006), Davis (1954)).

x_k correspond à l'itéré courant (current iterate) et α_k à la valeur courante de taille de pas (step size) ou paramètre de treillis (mesh parameter). Ainsi, autour de l'itéré courant x_k est évaluée la fonction f aux points de l'ensemble :

$$p_k = x_k + \alpha_k \cdot d : d \in D_{\oplus} \quad (3.10)$$

selon un ordre prédéterminé de directions, définissant ainsi l'ensemble des candidats pour l'amélioration de la solution. Le mode opportuniste implique que dès lors que dans une direction on améliore la valeur de $f(x_k)$, on n'évalue pas les autres candidats.

L'algorithme de la recherche par coordonnées se présente comme suit :

Initialisation : Choisir x_0 et $\alpha_0 > 0$.

Pour $k=0,1,2,\dots$

1. **Étape de sonde :** Évaluer la fonction aux points de l'ensemble $P_k = x_k + \alpha_k \cdot d$ tel que $d \in D_{\oplus}$ selon l'ordre préétabli. Si un point de sonde $x_k + \alpha_k \cdot d_k$ permet $f(x_k + \alpha_k \cdot d_k) < f(x_k)$, l'itération et la sonde sont déclarées comme étant réussies, la sonde s'arrête, $x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k$. Dans le cas contraire, l'itération et la sonde sont déclarées comme étant un échec et $x_{k+1} = x_k$.
2. **Actualisation du paramètre :** Si l'itération est réussie, $\alpha_{k+1} = \alpha_k$ ou $\alpha_{k+1} = 2 \cdot \alpha_k$. Sinon, $\alpha_{k+1} = \alpha_k/2$

La Figure 3.3¹ illustre cet algorithme avec un exemple à deux dimensions. Ainsi, il y a quatre directions à la base positive maximale ($2n$). L'ordre de sonde prédéterminé est NORD, SUD, EST et OUEST. Les ellipses représentent les courbes de niveaux de la fonction, qui est ici convexe. La fonction est d'abord évaluée autour de x_0 . Dans la direction SUD, la fonction est minimisée et le centre de sonde y est déplacée, au point x_1 . L'algorithme poursuit ainsi jusqu'au point x_3 où l'itération est un échec puisque dans aucune des directions D_{\oplus} à un pas α_3 on améliore f . Ainsi : $\alpha_4 = \alpha_3/2$ et $x_4 = x_3$. L'algorithme se poursuit jusqu'à ce que le paramètre de treillis (α_k) atteigne sa valeur minimale tolérée.

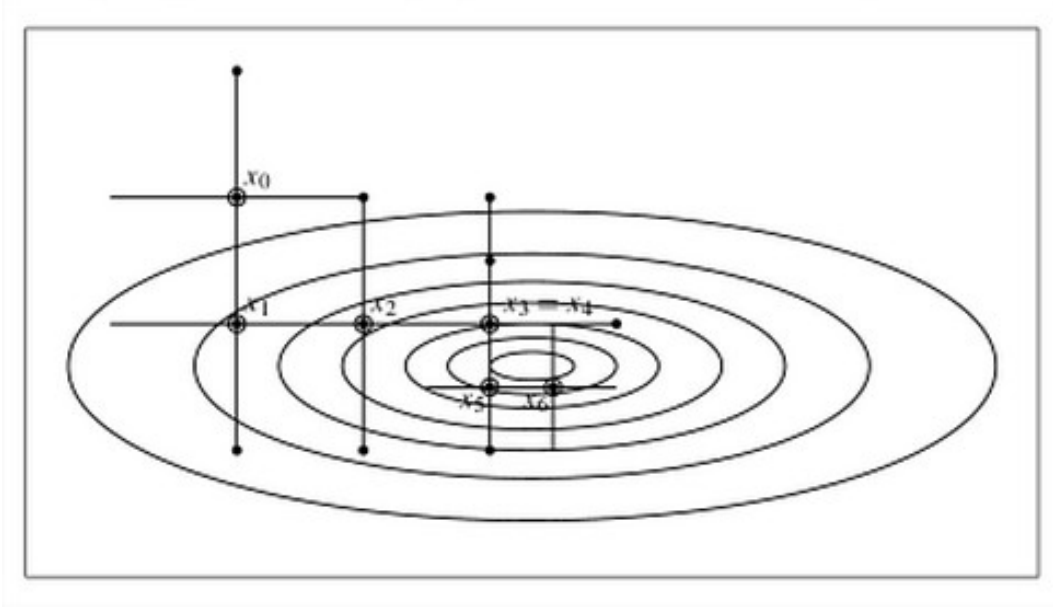


Figure 3.3 Phase de sondage de la recherche par coordonnées (Conn et al. (2009))

L'étape optionnelle de recherche consiste à évaluer un nombre fini de points appartenant à un ensemble donné. Si cette évaluation améliore la meilleure solution, c'est-à-dire si pour $y \in M_k$ on a $f(y) < f(x_k)$, alors on déplace le centre de sonde en y .

On appelle cet ensemble M_k la grille, il est défini comme suit :

$$M_k = \left\{ x_k + \alpha_k \left(\sum_{i=1}^n u_i e_i + \sum_{i=1}^n u_{n+i} (-e_i) \right) : u \in \mathbb{Z}_+^{[2n]} \right\}$$

où \mathbb{Z}_+ est l'ensemble des entiers positifs. La grille peut être représentée comme à la Figure 3.4¹.

La version 3.6.2 de NOMAD permet l'utilisation de trois algorithmes de recherche directe, soit GPS, LT-MADS et OrthoMADS. Dans le cadre du projet c'est OrthoMADS à $2n$ directions qui est utilisé. On l'utilise plutôt que LT-MADS parce que, entre autres, il offre des directions élaborées de façon déterministe pouvant donc être reproduites systématiquement (contre stochastiques pour LT-MADS). En plus les directions sont orthogonales, minimisant le cône des directions manquées à chaque itération (Abramson et al. (2009)).

1. Copyright ©2009 Society for Industrial and Applied Mathematics and the Mathematical Programming. Reprinted with permission. All rights reserved.

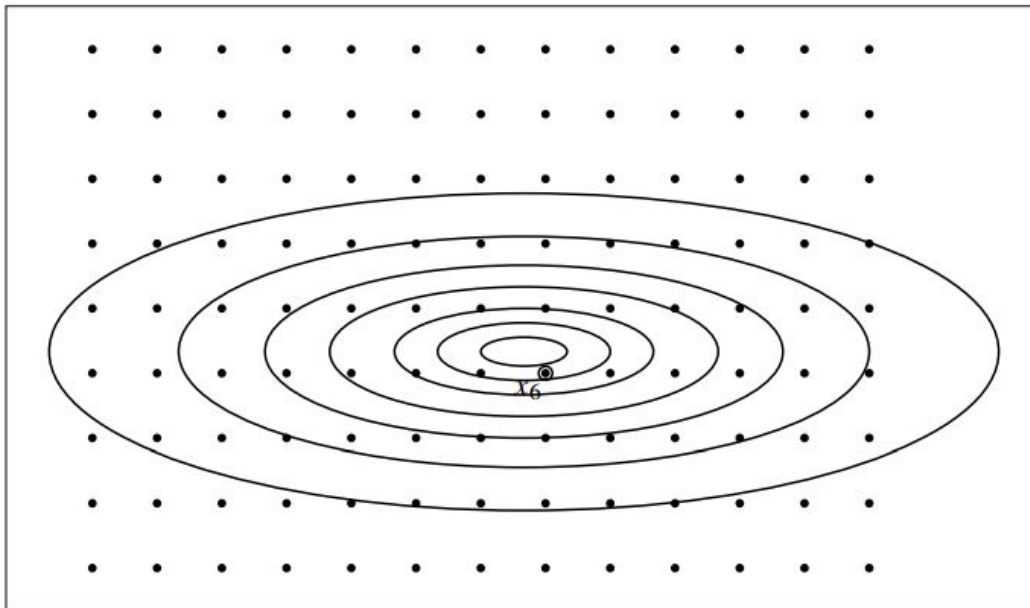


Figure 3.4 La grille de la recherche par coordonnée au point x_6 (Conn et al. (2009))

3.2.3 Utilisation de NOMAD

Il existe une version Windows de NOMAD compilée et disponible sous-forme d'un exécutable. C'est cette version qui est utilisée dans le projet puisque les fonctionnalités disponibles sont suffisantes et que la structure de l'optimisation est très simple à mettre en place de cette façon.

La démarche exprimée à la suite est requise pour employer NOMAD sous forme d'exécutable.

D'abord il faut créer un répertoire pour le problème, où la commande NOMAD sera exécutée. Il s'agit également de l'endroit souhaité pour placer l'exécutable du programme boîte noire, le fichier paramètre et les fichiers de sorties, bien que ces emplacements puissent être modifiés.

Ensuite, lors de la création du programme boîte noire, il faut s'assurer que celui-ci respecte le format NOMAD. C'est-à-dire qu'il doit tout d'abord pouvoir être appelé par une ligne de commande dans un terminal par son nom et en plus prendre comme entrée le nom de fichier du vecteur. Par exemple, si l'exécutable du programme boîte noire est *bb.exe* et le nom du fichier vecteur est *vec.txt*, on appellerait le programme boîte noire par *./bb.exe vec.txt* ou *bb.exe vec.txt* sous Linux/Unix/Mac OS X et Windows respectivement. Ce fichier vecteur correspond aux entrées de la boîte noire qui permettra de générer des sorties après évaluation par cette dernière. Ainsi, la boîte noire doit être en mesure d'accepter les données contenues dans ce fichier et en plus, à la fin de son évaluation, de fournir une sortie pour la retourner à NOMAD.

Aussi, il est nécessaire de créer le fichier qui contient les paramètres pour l'optimisation. Au minimum, NOMAD exige la définition de trois paramètres : *BB_EXE* (le nom du fichier permettant d'exécuter la boîte noire), *BB_OUTPUT_TYPE* (les types de sorties générées par la boîte noire) et *DIMENSION* (le nombre de variables du problème).

Pour lancer l'optimisation, il suffit de taper une ligne de commande appelant NOMAD et le fichier paramètre, dans le répertoire du problème.

Un exemple de la rédaction contenue dans un fichier texte avec les paramètres minimums est présenté à la suite :

BB_EXE	exemple.exe
BB_OUTPUT_TYPE	OBJ
DIMENSION	3

La boîte noire, *exemple.exe*, sera optimisée. Après chaque évaluation, elle renvoie une seule valeur ($f(x)$) correspondant à la valeur de la fonction objectif (*OBJ*). À chaque appel de la boîte noire, NOMAD fournit trois variables, puisque le problème est de dimension 3.

La définition des éléments présents dans les fichiers paramètres sont présentés à l'Annexe D et la paramétrisation du problème d'optimisation abordé dans ce projet de maîtrise à l'Annexe E.

Lorsque l'optimisation est lancée, NOMAD exécute la passerelle par un appel système, celle-ci est présentée à la Section suivante.

3.3 Passerelle entre NOMAD et OPERA

OPERA étant un code VBA s'exécutant dans Excel, il ne peut pas être lancé directement par NOMAD. Pour ce faire, un script VBS est requis. Sa fonction principale est d'ouvrir Excel, de lancer la simulation avec les points proposés par NOMAD, de transmettre les résultats de la simulation à NOMAD, puis de fermer Excel. Profitant de son existence, des contraintes peuvent directement y être intégrées pour valider le candidat retenu pour évaluation par NOMAD. Le banc d'essai peut être représenté comme à la Figure 3.5.

Une évaluation se produit comme suit : le vecteur x proposé par NOMAD est envoyé à la passerelle, s'il respecte les contraintes à-priori, c'est-à-dire $x \in X$, il est envoyé au simulateur où chacune des valeurs de x est associée aux paramètres correspondants dans la stratégie de commande, la simulation est lancée et la valeur de consommation annuelle de diesel, $f(x)$,

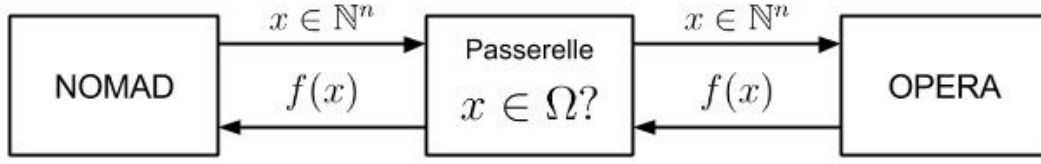


Figure 3.5 Banc d'essai

est retournée à NOMAD par l'intermédiaire de la passerelle.

Voyons maintenant quelles sont les contraintes à-priori gérées dans la passerelle.

3.3.1 Contraintes à-priori

Les seuils S1, S5 et SU s'appliquent aux critères de changement des configurations. Notons que d'une part, S5 s'applique à la puissance de la configuration précédente et, d'autre part, S1 et SU s'appliquent à la puissance de la configuration actuellement retenue.

Afin d'éviter des possibles incohérences, il est souhaitable que :

$$P_{C_{n-1}} \cdot S5 < P_{C_n} \cdot S1 < P_{C_n} \cdot SU \quad (3.11)$$

Afin de simplifier l'implémentation de la contrainte, limitons nous à :

$$S5 < S1 < SU \quad (3.12)$$

Le choix de cette contrainte assure la cohérence de la simulation dans tous les cas de façon efficace et simple.

Dans le cas où les points proposés par NOMAD ne satisfont pas la contrainte 3.12, la simulation n'est pas lancée. Afin de gérer cette situation entre NOMAD et la passerelle, cette dernière retourne une très grande valeur à NOMAD sans lancer la simulation dans OPERA. La très grande valeur reçue par NOMAD jouera le rôle de pénalité puisque NOMAD interprètera que l'appel de ces points produit un très mauvais résultat sur la fonction objectif. Notons que cette contrainte aurait pu être mise en place en introduisant une contrainte non relaxable dans NOMAD, mais il a été préféré de le faire via la passerelle.

En plus de la vérification des contraintes à-priori, un mécanisme de préemption, emprunté à l'évaluation de modèle hydrologiques a été mis en place.

3.3.2 Prémption

La prémption, introduite dans Razavi et al. (2010), est un mécanisme qui s'applique uniquement à des fonctions cumulatives et qui permet d'arrêter prématurément une évaluation en cours. Concrètement, à chaque pas de temps, jusqu'à un certain avancement limite de la simulation, la valeur de la fonction objectif est observée. Si avant cet avancement limite, f atteint une valeur limite, alors il ne vaut plus la peine de continuer à simuler puisque la performance ne sera pas améliorée. Ainsi, la prémption permet de réduire le coût de calcul de l'optimisation lorsque des candidats évalués dégradent grandement f .

Plus de détails sont donnés quant à la structure informatique mise en place à l'Annexe F. On y présente la gestion des contraintes ainsi que le mécanisme de prémption pour le cas permettant d'évaluer plusieurs villages avec un même jeu de paramètres, puisque c'est la version la plus complète.

Les trois villages à l'étude sont présentés à la prochaine Section.

3.4 Villages à l'étude

Afin de tester le banc d'essai mis en place, trois villages sont à l'étude : village 1, village 2 et village 3. Les données de ces villages correspondent à des villages réels du Nunavik, aussi bien pour la charge que pour les caractéristiques des groupes diesel. Ces derniers se classent en trois catégories : type A, type B et type C. Cette classification est établie en fonction des ordres de grandeur des puissances nominales. Ainsi, le type A fait référence à des petits groupes de ± 500 kW, le type B correspond à des groupes moyens de ± 800 kW et, finalement, le type C correspond à des gros groupes de ± 1000 kW.

Des données de production éolienne sont disponibles pour le village 1, bien qu'en réalité il n'existe pas d'éoliennes sur place. Ces données correspondent à un estimé par rapport aux données de vent et à une étude chiffrant le nombre optimal d'éoliennes à implanter sur place (Forcione (2008)).

Notons que les courbes de rendement présentées à la suite relient l'efficacité des configurations à la puissance débitée par celles-ci. Originellement, les courbes disponibles présentaient l'efficacité en fonction du pourcentage de la puissance débitée pour chacun des *groupes* (voir l'Annexe A). Étant donné que les paramètres de la stratégie de commande s'appliquent aux configurations, plutôt qu'aux groupes, et que la charge à satisfaire s'exprime en kW, plutôt qu'en pourcentage de puissance nominale, on s'attend à ce que ces courbes permettent une meilleure compréhension du problème. En plus, les limites de la charge, soit les demandes minimales et maximales, sont indiquées avec les lignes verticales rouges afin de situer les

plages utiles de puissance des configurations.

3.4.1 Village 1

La centrale du village 1 dispose de trois groupes diesel, soit deux petits groupes identiques de type A et un groupe moyen de type B. Ainsi, cinq configurations sont possibles, elles sont présentées à la suite, par ordre croissant de puissance :

- c_1 : 1 x Type A,
- c_2 : 1 x Type B,
- c_3 : 2 x Type A,
- c_4 : 1 x Type B + 1 x Type A,
- c_5 : 1 x Type B + 2 x Type A.

Le rendement de ces configurations est présenté à la Figure 3.6.

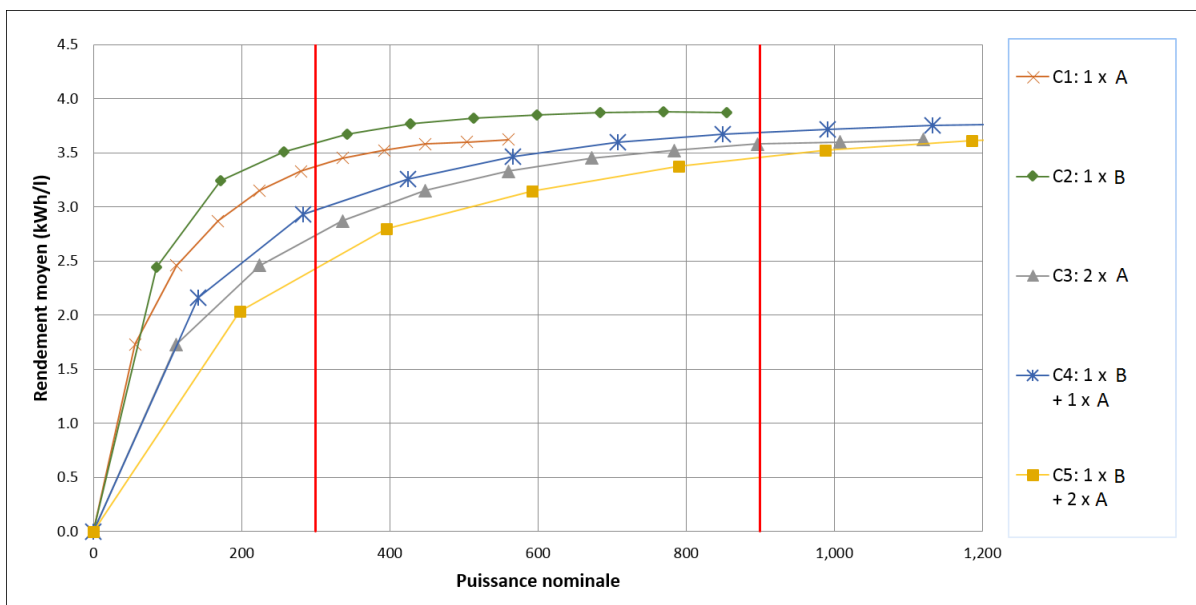


Figure 3.6 Courbes de rendement des configurations pour le village 1

Ces courbes ont été obtenues d'après les courbes de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale et retracées en fonction de la puissance nominale cette fois pour pouvoir comparer le rendement de chacune des configurations en fonction de la puissance à débiter. Lorsque plusieurs groupes sont en opération le simulateur OPERA attribue le même **taux** de fonctionnement à chacun et les courbes ont été tracées en tenant compte de ceci.

La charge à l'étude est une prévision de la charge pour l'année 2016. Il s'agit de données provenant d'Hydro-Québec, calculées d'après la demande des années précédentes. La charge à la minute fluctue entre 200 kW et 850 kW et peut atteindre une pointe maximale autour de 900 kW.

Voyons maintenant les caractéristiques du village 2.

3.4.2 Village 2

La centrale du village 2 dispose de cinq gros groupes identiques de type C, ainsi les configurations possibles sont les suivantes :

- c_1 : 1 x Type C,
- c_2 : 2 x Type C,
- c_3 : 3 x Type C,
- c_4 : 4 x Type C,
- c_5 : 5 x Type C.

La charge varie de 1500 kW à 3400 kW.

Le rendement de ces configurations, ainsi que les limites de la charge, sont présentés à la Figure 3.7.

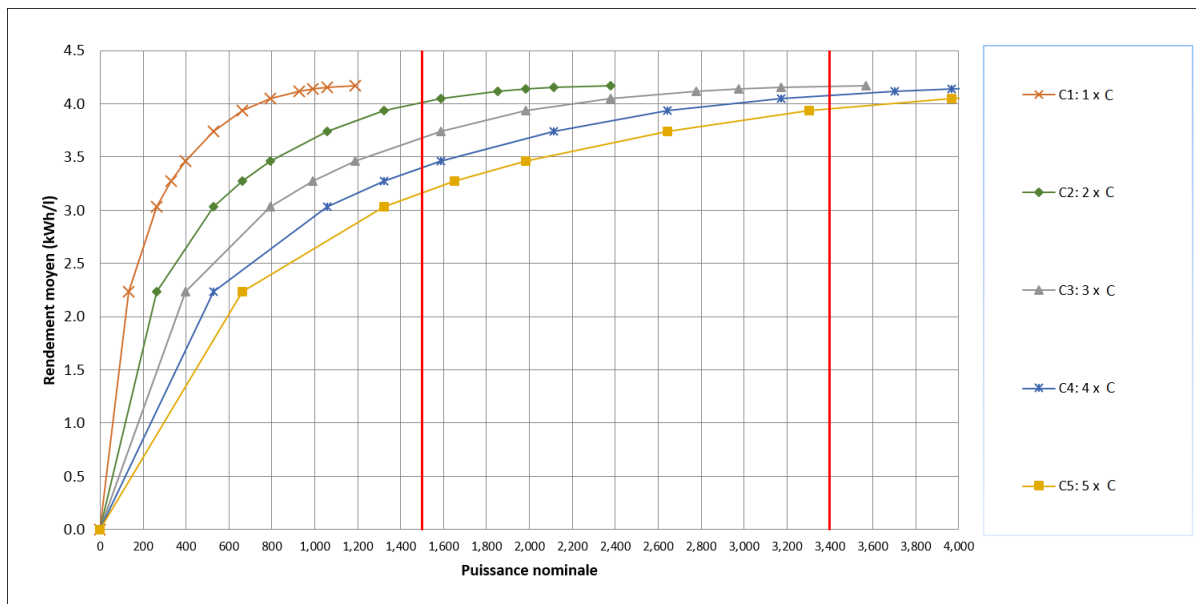


Figure 3.7 Courbes de rendement des configurations pour le village 2

Présentons maintenant les caractéristiques du village 3.

3.4.3 Village 3

La centrale du village 3 dispose de deux groupes de type B et d'un groupe de type C, les configurations possibles sont les suivantes :

- c_1 : 1 x Type B,
- c_2 : 1 x Type C,
- c_3 : 2 x Type B,
- c_4 : 1 x Type B + 1 x Type C,
- c_5 : 1 x Type C + 2 x Type B.

La charge varie entre 500 kW et 1350 kW.

Le rendement de ces configurations et les limites de la charge annuelle sont présentés à la Figure 3.8.

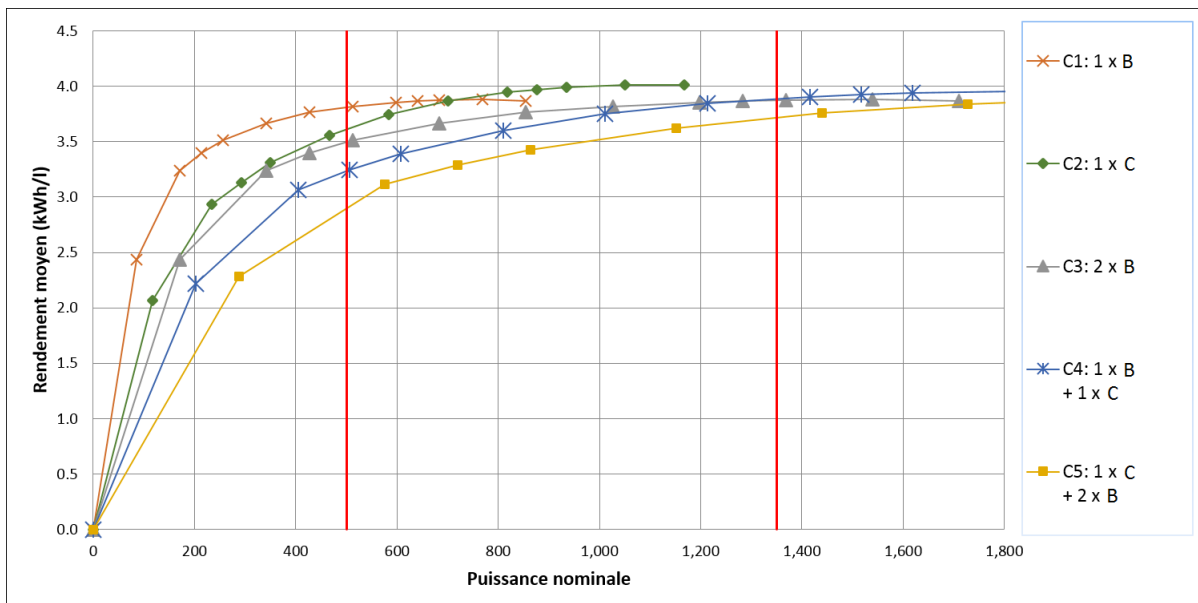


Figure 3.8 Courbes de rendement des configurations pour le village 3

CHAPITRE 4 RÉSULTATS PRÉLIMINAIRES ET AJOUT DE RÈGLES D'EXPLOITATION

Dans ce chapitre, les résultats et l'analyse d'une première phase d'optimisation des paramètres de la stratégie de commande sont présentés, suite à laquelle des modifications ont été suggérées et apportées au simulateur. C'est avec ce simulateur modifié que les résultats du projet ont été élaborés (Chapitre 5). Ces résultats préliminaires ont été obtenus d'après le village 1 uniquement. Enfin notons que sur la machine utilisée, soit une HP Workstation xw6400 avec un processeur Intel Xeon 5140 à 2,33 GHz et une mémoire vive de 2 Go, une évaluation prend environ deux minutes et quarante secondes.

4.1 Points de départ de l'optimisation

Pour conduire l'optimisation de base, plusieurs points de départ sont considérés. En effet, comme l'indique Fowler et al. (2008), les résultats d'optimisation sont très sensibles au point de départ. Étant donné que dans le cadre du projet, NOMAD est utilisé avec la version simplifiée exécutable et qu'aucune emphase n'est faite sur la paramétrisation de l'optimiseur, employer différents points de départ permet d'échapper à des minima locaux ou à des problèmes de non convergence. Pour l'optimisation de base, cinq points de départ sont utilisés, chacun d'entre eux est contenu dans un fichier paramètre différent où seul X_0 varie.

Les noms des fichiers paramètre et les points de départ (X_0) associés sont les suivants :

- Param01 : (90 81 98 4 4 3 3)
- Param02 : (40 31 50 1 1 1 1)
- Param03 : (99 98 100 60 60 60 60)
- Param04 : (99 98 100 1 1 1 1)
- Param05 : (40 31 50 60 60 60 60)

Rappelons que les valeurs indiquées correspondent respectivement à : S1, S5, SU, N1, N5, D1 et D5, voir la Section 3.1.

La première série correspond aux valeurs actuellement mises en place pour les règles d'opération. La deuxième série correspond à des valeurs aux bornes inférieures. La troisième série correspond à des valeurs aux bornes supérieures. La quatrième série correspond à des valeurs aux bornes supérieures pour les seuils de type S, mais aux bornes inférieures pour les seuils de types N et D. La cinquième série correspond à des valeurs aux bornes inférieures des seuils de type S, mais aux bornes supérieures pour les seuils de types N et D.

Lors des autres instances d'optimisation, deux autres points de départ sont également considérés :

- Param06 : (90 31 98 1 60 1 60)
- Param07 : (40 39 99 60 1 60 1)

Ceux-ci n'ont été établis d'après aucune logique, mais offrent d'autres possibilités quant aux points de départ.

Enfin, rappelons que l'algorithme employé dans tous les cas est OrthoMADS à $2n$ directions.

4.2 Résultats préliminaires

Dans cette section sont présentées la consommation de diesel ainsi que le nombre d'arrêts et démarrages du cas de base et les résultats pour cinq instances d'optimisation (Param01 à Param05).

L'objectif est la réduction de la consommation de diesel, mais le nombre d'arrêts et démarrages est également un indicateur de performance d'une solution donnée, puisqu'il est préférable qu'il y en ait le moins possible.

La consommation de diesel et le nombre d'arrêts et démarrages pour le cas de base (correspondant à x_0 de Param01) sont présentés au Tableau 4.1.

Tableau 4.1 Résultats du cas de base

	<i>S1</i>	<i>S5</i>	<i>SU</i>	<i>D1</i>	<i>D5</i>	<i>N1</i>	<i>N5</i>	<i>Diesel (l)</i>	<i>A&D</i>
<i>CdB</i>	90	81	98	4	4	3	3	1 331 605	1 421

Les résultats de cinq instances d'optimisation sont présentés au Tableau 4.2. Dans l'ordre, les lignes correspondent respectivement aux fichiers paramètre un à cinq. La première colonne présente le nombre total d'évaluations de la boîte noire avant que MADS n'arrête le processus d'optimisation pour un point de départ donné. Rappelons que pour que l'évaluation soit lancée, les contraintes à-priori doivent être respectées (voir Équation 3.12). Les colonnes allant de S1 à N5 présentent les valeurs des variables de décision obtenues par l'optimisation. Finalement, les deux dernières colonnes présentent les économies réalisées en carburant et en arrêt-démarrage par rapport au cas de base en absolu et en relatif. Notons que les intervalles correspondent à un regroupement de valeurs de variables permettant d'obtenir la même solution.

Premièrement, chacune de ces cinq instances d'optimisation permet une réduction de la consommation de diesel. La meilleure performance étant obtenue avec la deuxième instance

Tableau 4.2 Résultats préliminaires

<i>Param</i>	<i>Évaluations</i>								<i>Économies</i>	
		<i>S1</i>	<i>S5</i>	<i>SU</i>	<i>D1</i>	<i>D5</i>	<i>N1</i>	<i>N5</i>	<i>Diesel (l)</i>	<i>A&D</i>
01	241	[97,99]	64	100	[58,60]	54	[50,51]	54	29 206 (2,19 %)	1 299 (91 %)
02	228	[97,99]	66	100	[58,60]	54	[6,10]	56	30 475 (2,29 %)	1 277 (90 %)
03	141	[97,99]	63	100	[58,60]	59	[59,60]	48	29 164 (2,19 %)	1 333 (94 %)
04	222	99	63	100	[24,30]	20	[22,28]	2	28 632 (2,15 %)	1 272 (90 %)
05	239	[97,99]	65	100	[58,60]	12	[7,11]	60	28 176 (2,12 %)	1 152 (81 %)

pour une réduction de 2,29 % de diesel annuellement. En plus, les arrêts et démarrages y sont également moins importants avec une réduction de l'ordre de 90 %, pouvant même aller jusqu'à 94 % pour la troisième instance.

Également, on observe que les colonnes correspondant aux variables S1, N1 et D1 présentent des intervalles de valeurs comme résultats puisque une variation des variables dans cet intervalle n'affecte pas la valeur de la fonction objectif, ni du nombre d'arrêts et démarrages.

Ainsi, il y a une certaine indifférence sur la valeur des seuils S1, N1 et D1, constituant Crit1. En revanche, les seuils définissants Crit5 et CritU, c'est à dire S5, SU, N5 et D5, sont rigides.

Autrement dit, à prime abord, il semble que les critères Crit5 et CritU sont critiques quand Crit1 ne l'est pas.

Tentons maintenant d'expliquer les résultats d'optimisation et d'améliorer la compréhension générale du problème.

4.3 Analyse des résultats et compréhension du problème étudié

Premièrement abordons la plage de puissance requise lors de l'année de simulation au village 1, les rendements des configurations et finalement le nombre d'activation des critères pour les cas non optimisé et optimisé.

4.3.1 Domaine de puissance et rendement des configurations

Reprenons les courbes des configurations du village 1, voir Figure 3.6, où les courbes de rendement et les limites de la charge (limites verticales) sont présentées.

Un élément flagrant est que la deuxième configuration offre un meilleur rendement par rapport à toutes les autres sur pratiquement tout l'ensemble du domaine de puissance. Cette configuration est constituée d'un groupe moyen de type B (± 800 kW) uniquement. D'autre part, la configuration 1 est constituée uniquement d'un petit groupe de type A (± 500 kW) et on voit clairement que le rendement de celui de type B (la configuration 2) est supérieur.

Observons maintenant la participation des groupes à la production totale annuelle du village 1, pour les cas non optimisé et optimisé à la Figure 4.1.

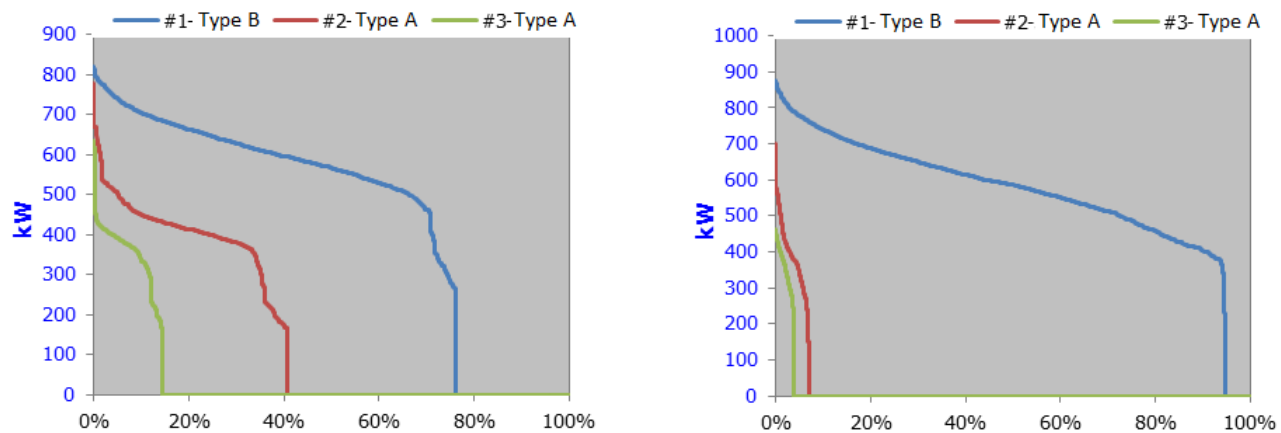


Figure 4.1 Contribution des groupes à la production, avant et après l'optimisation

L'élément le plus marquant est que dans le cas optimisé, le groupe moyen de type B (± 800 kW) domine complètement la production alors qu'avant les petits groupes de type A (± 500 kW) contribuaient plus significativement. Ainsi, l'usage de la configuration 2 est favorisé par les valeurs optimales qui ont été proposées par NOMAD. On explique ceci par le fait que la configuration 2 est également celle qui offre le meilleur rendement (Figure 3.6).

D'autre part, en prenant le temps de relier les valeurs optimales du Tableau 4.2 à la figure présentée à l'Annexe G, on peut observer que les seuils optimaux favorisent le passage vers la configuration C2, que ce soit pour une période d'hiver ou une période d'été, comparativement aux seuils de base. Ainsi, l'optimisation a pour effet de sélectionner les configurations les plus efficaces sans que le problème ne soit formulé en ce sens.

Regardons maintenant quels sont les critères critiques permettant d'optimiser les paramètres de la stratégie de commande.

4.3.2 Critères critiques et non critiques

Comme mentionné précédemment, les résultats de l'optimisation montrent que des critères sembleraient être plus critiques que d'autres puisqu'une certaine indifférence existe sur la valeur de quelques variables. En effet, les paramètres des critères Crit5 et CritU sont fixes quand les paramètres du critère Crit1 peuvent varier sans affecter la solution. Rappelons que les critères Crit1 et CritU opèrent tous deux dans le cas d'une augmentation de la capacité, ainsi, il s'emblerait que CritU domine la transition vers la configuration supérieure.

Pour identifier si ceci est bien le cas, le nombre d’activations des critères a été compilé dans le Tableau 4.3.

Tableau 4.3 Nombre d’activation des critères

<i>Cas</i>	<i>Crit1</i>	<i>CritU</i>	<i>Crit5</i>
Non optimisé	520	68	716
Optimisé	0	59	60

Ainsi, on constate bien que le critère Crit1 n’est plus activé pour le cas optimisé.

On explique en partie cela avec les deux paramètres de la moyenne roulante du critère Crit 1, soit les paramètres D1 et N1. Lorsqu’un de ceux-ci, ou les deux, prennent des valeurs élevées, et que la charge tend à croître, la valeur de la charge moyenne, \overline{L}_i^{Crit1} (voir Équation 3.3), est peu représentative des valeurs plus récentes de la charge, soit de L_t . Les conséquences sont qu’un **délai sur l’activation du critère Crit1 existe lorsque D1 et/ou N1 sont élevés**. En plus de ces conditions, si S1 et SU ont des valeurs suffisamment proches, alors, étant donné le délai d’activation du critère Crit1, le critère CritU prend systématiquement le contrôle de la transition. Tous ces éléments se retrouvent dans les résultats du Tableau 4.2.

Regardons maintenant les cas où un passage à la configuration suivante est forcé pour protéger les groupes, ceci arrive lorsque, à un pas de temps donné, la production est supérieure à 100 % de la puissance nominale de la configuration en cours. Les occurrences sont compilées dans le Tableau 4.4.

Tableau 4.4 Nombre de passage à la configuration suivante à cause d’un dépassement de la capacité maximale de production

<i>Cas</i>	<i>[100 %, 110 %]</i>	<i>[110 %, 120 %]</i>	<i>[120 %, 130 %]</i>	<i>[130 %, 140 %]</i>
Non-optimisé	677	275	10	4
Optimisé	171	4	2	0

Étonnamment, alors que la règle ultime est à 100 % et domine complètement le cas optimisé, la production dépasse moins souvent 100 % de la puissance nominale. Ceci est certainement dû au fait que la configuration 2 produit la plupart du temps dans le cas optimisé et est capable de reprendre la quasi totalité du domaine de puissance, comme le montre la Figure 3.6.

D’après ces observations, des modifications peuvent être apportées aux règles d’exploitation du simulateur.

4.4 Modification des règles d'exploitation du simulateur

La mise en évidence des rendements inégaux des configurations a démontré qu'il était préférable de produire avec certaines configurations plutôt que d'autres. Or, à la Figure 3.6 on voit que sur la quasi-totalité du domaine de puissance, la configuration 2 est plus optimale, et au delà de 100 % de sa capacité, c'est la configuration 4 qui est la meilleure.

Étant donné la structure actuelle des règles d'opération, pour passer de la configuration 2 à la configuration 4, il est impératif de passer par la configuration 3 et les changements de configurations se font au même taux d'utilisation (correspondant au seuil S1 ou au seuil SU), mais ceux-ci ne sont peut-être pas les meilleurs points de transition pour toutes les configurations en même temps. **Ceci ouvre la porte à la question de savoir s'il ne serait pas avantageux de pouvoir sélectionner les configurations en service en plus de fournir un jeu de seuils par configuration.** C'est pourquoi la possibilité de choisir les configurations à utiliser a été ajoutée au simulateur. Pour les villages 1, 2 et 3, les configurations qui seraient à retenir sont celles présentées aux Figures 4.2, 4.3 et 4.4 respectivement.

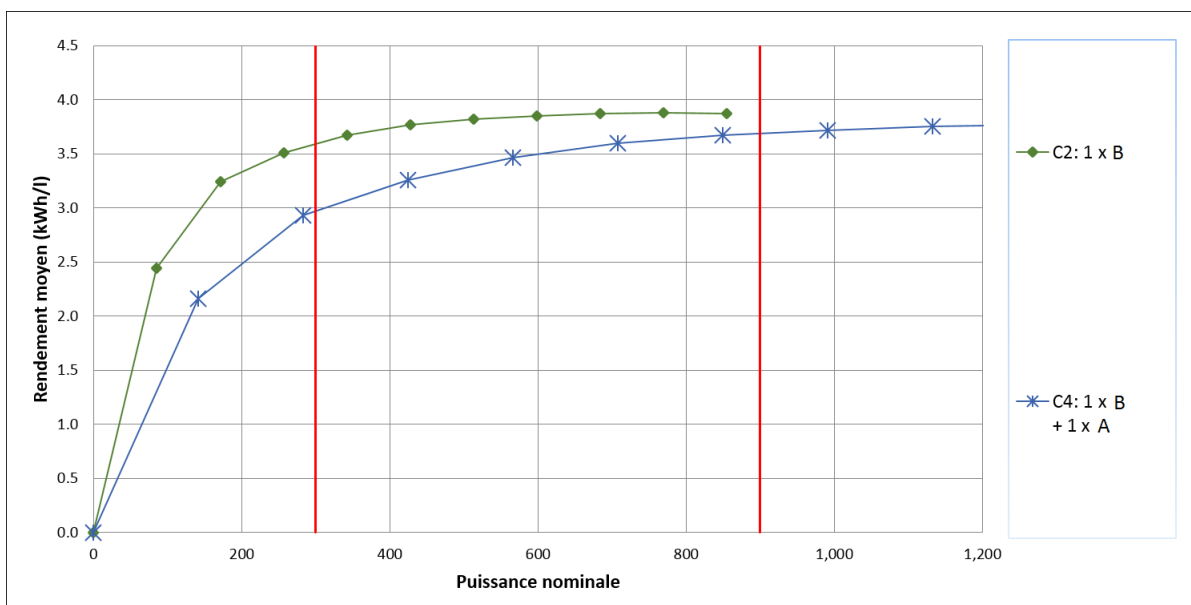


Figure 4.2 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1

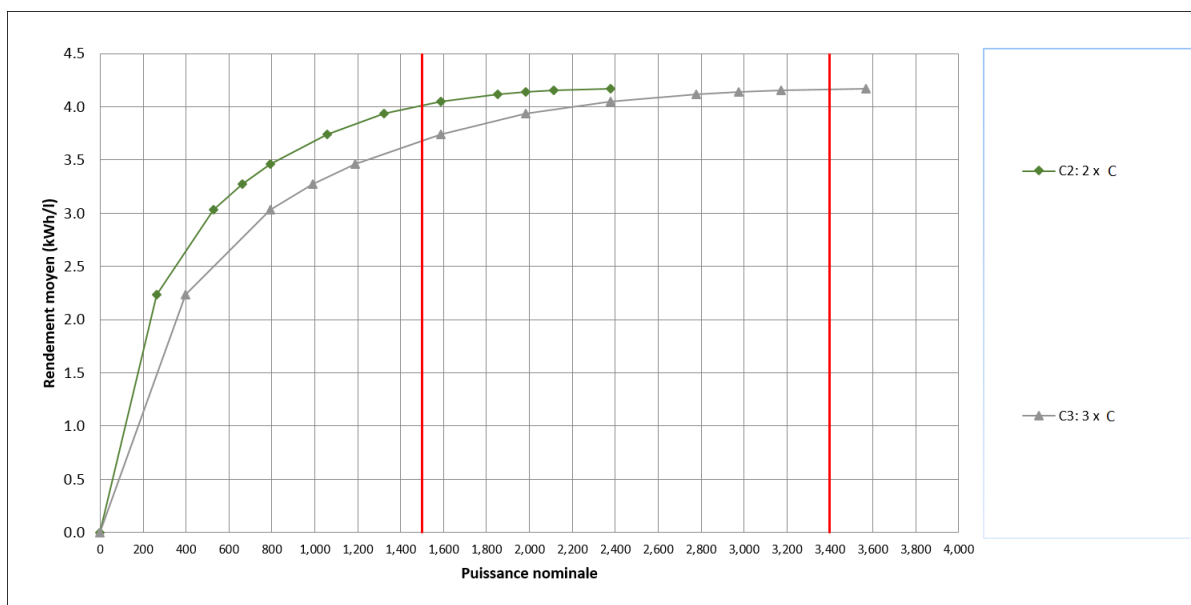


Figure 4.3 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2

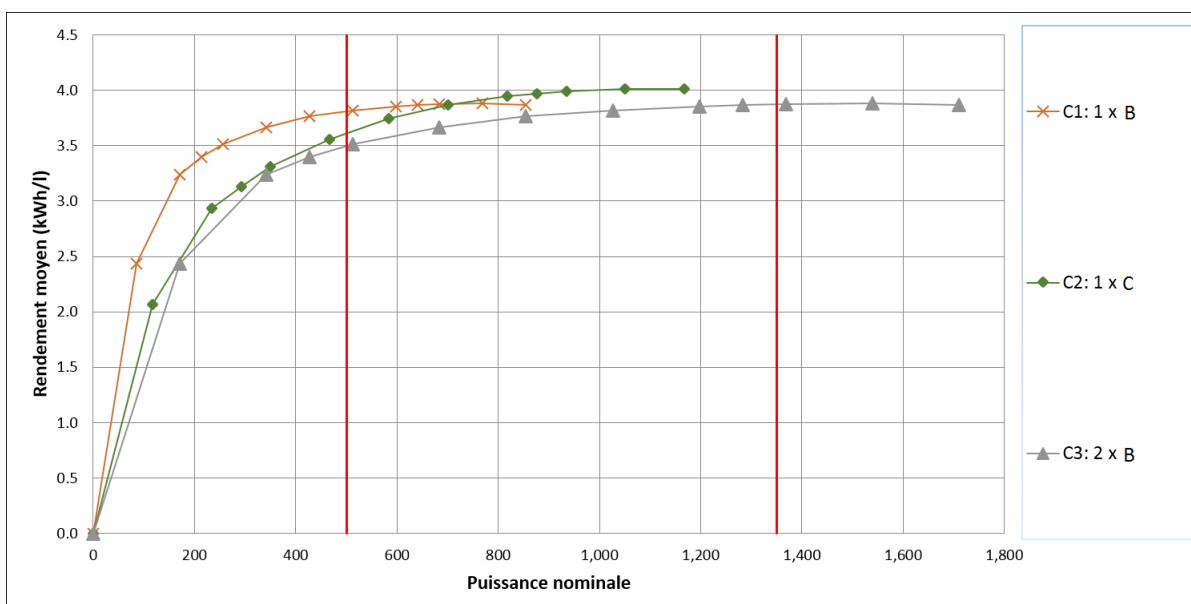


Figure 4.4 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3

Le critère de sélection de ces configurations est basé sur la possibilité d'exploiter le rendement le plus élevé disponible sur la totalité du domaine.

Enfin notons qu'en cours de projet, des courbes de rendement actualisées ont été ajoutées pour les villages 2 et 3 puisqu'elles sont plus représentatives de la consommation réelle des

groupes. Ces courbes actualisées sont celles présentées aux Figures 4.3 et 4.4. Les anciennes courbes sont présentées à l'Annexe B. Tous les résultats trouvés dans le prochain chapitre sont comparés avec la consommation de base calculée avec les courbes actualisées.

En outre, l'optimisation du cas de base a soulevé le fait que le critère ultime de passage à la configuration suivante, CritU, dominait le critère Crit1. En ce sens, il semble qu'ajouter un critère ultime de diminution de configuration pourrait être avantageux puisqu'il n'en existe pas.

Ce nouveau critère se nomme Crit8. Notons que, au moment d'un passage à une configuration supérieure, il devient nécessaire de vérifier que Crit8 ne s'appliquera pas et que la production sera bien au-dessus de sa valeur afin qu'il n'y ait pas une oscillation entre les deux configurations. Ainsi, dans la passerelle, la contrainte définie à l'Équation 3.12 est remplacée par :

$$S8 < S5 < S1 < SU \quad (4.1)$$

Le vecteur de décision devient :

$$x = \begin{pmatrix} S1 \\ S8 \\ S5 \\ SU \\ D1 \\ D5 \\ N1 \\ N5 \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Notons que suite à l'observation de la nécessité d'une limite inférieure ultime sur un seuil variable pour l'optimisation (S8), une règle de sécurité supplémentaire a été ajoutée afin que la production ne puisse être faite en dessous de 30 % afin de protéger les groupes des risques de glaçage. À partir de ce stade du projet, c'est sur cette version modifiée que les expériences ont été faites.

Ce qui distingue cette limite de 30 % et le seuil S8 du critère Crit8 est que S8 est modifiable par NOMAD alors que la limite ne l'est pas. Ainsi, dans le simulateur, c'est la plus grande des deux valeurs qui est considérée dans les règles d'opération, mais étant donné que dans le fichier paramètre de NOMAD la borne inférieure est fixée à 30 %, c'est en quelque sorte

toujours le critère Crit8 qui détermine la limite inférieure ultime dans tous les cas pour l'optimisation.

4.5 Considérations sur la préemption et la saisonnalité

Un mécanisme de préemption (Section 3.3.2) avait été établi au sein d'OPERA afin de limiter le temps de calcul de l'optimisation. Pour le situer dans tout le processus, celui-ci prenait effet à l'étape 6 de la Figure F.3. La préemption s'applique à des fonction cumulatives, elle est établie de façon à ce que, jusqu'à un certain avancement de la simulation, si la valeur de f atteint une certaine valeur déjà atteinte et jugée non performante, la simulation est interrompue. Le but étant de ne pas systématiquement évaluer complètement la fonction afin de limiter le temps de calcul, d'autant plus lorsqu'il s'agit d'un processus avec beaucoup d'évaluations.

Or à aucun moment la préemption n'est intervenue dans l'ensemble des processus d'optimisation lancés.

On explique ceci par le fait qu'au sein d'une même instance d'optimisation les variations de f sont très minimes, contrairement aux modèles hydrologiques (Razavi et al. (2010)) avec lesquels le mécanisme a été mis en place et où la valeur des fonctions objectif peuvent varier grandement d'une évaluation à l'autre.

Ainsi, dans le problème abordé, puisque f ne varie pas grandement, la préemption n'est pas un mécanisme qui est avantageux pour couper les coûts de calcul.

Le concept de saisonnalité devait être introduit dans le présent travail. Par saisonnalité on entend la variation des ordres de grandeurs de la demande à différentes périodes de l'année. Concrètement l'intervalle des valeurs de la demande est systématiquement moins important en été que celui d'hiver (voir Annexe G). Le fait de mettre en évidence ce concept ouvre la porte à moduler les valeurs des paramètres optimisés en fonction de la période de l'année. Quelques essais ont été réalisés et dans l'ensemble les résultats étaient peu concluants et complexifiaient le problème. En plus, suite aux résultats préliminaires, il a été décidé d'intensifier la recherche de solutions en lien avec les courbes de rendement ; avec cette approche, la saisonnalité de la demande n'a pas besoin d'être exploitée. Quelques considérations supplémentaires sur la saisonnalité sont abordées au Chapitre 6.

Voyons maintenant les différentes instances d'optimisation et leurs résultats.

CHAPITRE 5 RÉSULTATS ET ANALYSE

Dans ce chapitre sont présentés les résultats du travail. Les différentes instances d'optimisation retenues visent à évaluer la performance d'un jeu universel pour tous les villages et à répondre au questionnement soulevé à la Section 4.4 à propos de la possibilité d'avoir un jeu de seuils par configuration et par village pour que le processus d'optimisation puisse fournir la meilleure réduction de consommation annuelle. Avec une approche plus intermédiaire, on peut aussi se questionner sur la performance d'un jeu de seuils optimisé par village, s'appliquant à toutes les configurations du village.

Ainsi, de façon ordonnée, les trois processus d'optimisation suivants sont évalués :

- Première instance : l'optimisation d'un jeu de seuils universel pour tous les villages (Section 5.1).
- Deuxième instance : l'optimisation d'un jeu de seuils propre à chaque village (Section 5.2).
- Troisième instance : l'optimisation d'un jeu de seuils propre à chaque configuration d'un village (Section 5.3).

Ensuite, un cas avec l'ajout d'énergie éolienne est testé en utilisant les mêmes étapes que pour le cas avec diesel seulement. Une réflexion sur les valeurs optimales est ensuite présentée. Puis les arrêts et démarrages générés par les instances d'optimisation les plus importantes sont considérés.

Les résultats sont interprétés au fur et à mesure de leur présentation à travers les différentes instances d'optimisation, puis les principaux éléments sont compilés à la fin du chapitre, à la Section 5.7.

AVERTISSEMENT

À partir du troisième processus d'optimisation (Section 5.3), soit un jeu de seuils par configuration par village, des courbes de rendement améliorées ont été utilisées. Celles-ci n'étaient pas disponibles avant et, étant donné les temps de calcul, il n'était pas possible de relancer les premières et deuxièmes instances d'optimisation avec les nouvelles courbes de rendements. L'actualisation des courbes s'est faite uniquement pour les villages 2 et 3 puisque celles du village 1 étaient déjà précises. L'Annexe B présente les deux types de courbes.

Afin de ne pas compliquer les résultats, ceux-ci sont systématiquement comparés à un cas de base, c.-à-d. avec les seuils utilisés en pratique, évalué avec les courbes actualisées.

Pour les instances 1 et 2 d'optimisation, ceci permet tout de même de comparer l'évolution de la qualité des résultats.

En plus, les résultats avec les courbes de rendement actualisées ont été évalués avec les valeurs optimales trouvées à l'instance 2 afin de comparer les résultats des instances 2 et 3 sur la même base (voir Tableaux 5.4 et 5.5).

Terminons en mentionnant que les résultats obtenus par simulation avec les anciennes courbes de rendement sont identifiés dans les tableaux avec un astérisque (*).

5.1 Optimisation d'un jeu de seuils universel pour tous les villages

Pour ce premier processus d'optimisation, le banc d'essai a été quelque peu modifié, la figure suivante présente un schéma conceptuel de la mécanique mise en place :

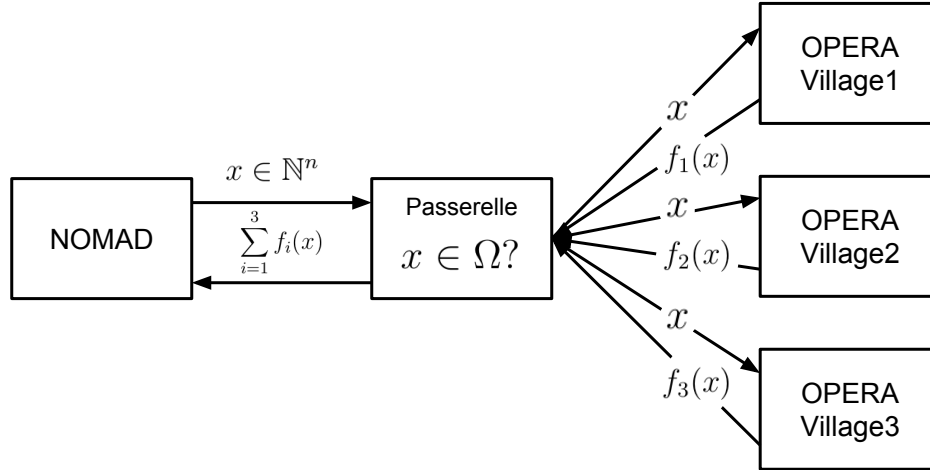


Figure 5.1 Banc d'essai pour l'optimisation d'un jeu universel

La différence avec le banc d'essai de base réside dans le fait que lorsque les contraintes à-priori sont satisfaites, la passerelle envoie un même jeu de paramètres aux trois villages en même temps, attend la fin des trois simulations, somme les consommations de diesel et les retourne à NOMAD.

Il s'agit d'un problème d'optimisation à huit variables où l'objectif du problème d'optimisation est :

$$\min_{x \in \Omega} \sum_{i=1}^3 f_i(x) \quad (5.1)$$

Concrètement, un système de sémaphores a été mis en place pour rendre possible cette étape, un peu plus de détails sont donnés quant à la structure informatique employée à l'Annexe F. Afin d'échapper à des minima locaux les mêmes points de départ que ceux présentés à la Section 4.1 sont considérés, avec en plus l'inclusion de la variable S8 correspondant au critère Crit8, ajoutée suite résultats préliminaires du Chapitre 4.

Tableau 5.1 Point de départ du paramètre S8 des fichiers paramètres

<i>Fichier</i>	<i>Param01</i>	<i>Param02</i>	<i>Param03</i>	<i>Param04</i>	<i>Param05</i>	<i>Param06</i>	<i>Param07</i>
X_0	30	30	75	75	30	30	35

Aussi, toutes les configurations existantes sont sélectionnées.

La consommation du cas de base et du cas optimisé pour l'approche avec un jeu universel pour tous les villages sont compilés dans le tableau suivant :

Tableau 5.2 Consommation de diesel avant et après l'optimisation

<i>Village</i>	<i>Consommation de base</i> ¹	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Village 1</i>	1 331 600	1 329 726 (-0,141 %)	-
<i>Village 2</i>	5 056 497	4 993 556 (-1,24 %)*	-
<i>Village 3</i>	2 011 282	1 998 104 (-0,655 %)*	-
<i>TOTAL</i>	8 399 379	8 321 386 (-0,929 %)	1 296

La deuxième colonne présente la consommation de base avant optimisation de chacun des villages et leur total, la troisième colonne présente la consommation optimisée suite à l'optimisation d'un jeu de seuils universel, en absolu et en relatif et, finalement, la dernière colonne présente le nombre d'évaluations pour parvenir aux résultats. On note que seul le total des évaluations est inclus puisque c'est la somme de la consommation de tous les villages qui est optimisée en même temps (Figure 5.1). Les résultats sont obtenus avec un total de 1 296 évaluations.

Le village qui subit la plus grande diminution de consommation est le village 2, par rapport au cas de base, les économies qui y sont réalisées sont de l'ordre de 1,24 %.

D'après la deuxième colonne (Consommation de base), le village qui contribue le plus à la consommation de diesel est également le village 2 (avec près de 60 % de la consommation totale).

1. Il s'agit là des résultats avec les nouvelles courbes de rendement. Tous les résultats du chapitre sont comparés à ces valeurs.

Un autre élément à considérer est que les économies de 0,141 % au village 1 sont considérablement moins élevées que lors de l'optimisation du cas de base (Tableau 4.2) qui atteignait des économies de 2,29 %. Ainsi, l'optimisation d'un jeu de seuil universel ne permet pas au village 1 de réaliser des économies du même ordre que l'optimisation du cas de base ne le permet.

Ainsi, avec l'objectif de minimisation de la somme des consommations de chacun des villages (voir Équation 5.1), les gains les plus importants sont faits lorsque le jeu de paramètres permet une plus grande économie au village qui consomme le plus, puisqu'en absolu, c'est là que le maximum de gains peut être réalisé. En plus, le jeu de paramètres optimisé assure des gains marginaux aux deux autres villages.

On peut affirmer que la solution de cette optimisation d'un seuil universel résulte du compromis pouvant minimiser au maximum la consommation au village employant le plus de diesel sans détériorer la consommation aux autres villages. Ce jeu de paramètres s'adapte le plus au deuxième village, sans pouvoir le faire complètement dû à la nécessité de réduire également la consommation aux autres villages.

Cette observation met en doute l'existence d'un jeu universel pouvant s'appliquer à la totalité des villages et permettant les plus grande économies.

En plus, puisque les configurations ne sont pas les mêmes d'un village à l'autre, un jeu universel de seuils n'est pas nécessairement adapté à l'ensemble des villages. Étant donné que, malgré ceci, des économies sont tout de même réalisables, on peut supposer que le jeu de seuils actuel n'est vraiment pas adapté dans un contexte d'exploitation écoénergétique des réseaux autonomes.

C'est pourquoi, il semble qu'il pourrait y avoir un intérêt à optimiser un jeu de paramètre par village. La section suivante présente les résultats de cette optimisation.

5.2 Optimisation d'un jeu de seuil propre à chaque village

Pour l'optimisation d'un jeu de seuil propre à chaque village, les mêmes sept points de départ sont utilisés.

Le banc d'essai présenté à la Figure 3.5 avec les modifications apportées à la fin du Chapitre 4 est utilisé pour les trois villages. Les cas sans et avec choix des configurations à haut rendement est fait afin d'évaluer l'impact de cette mesure sur les trois villages.

Ainsi, la réalisation de l'optimisation d'un jeu de seuil propre à chaque village correspond à deux problèmes de huit variables (pour chaque village).

Les résultats des performances d'optimisation sont présentées à l'aide de graphiques de convergence. De tels graphiques retracent l'obtention des meilleures valeurs de la fonction objectif f et l'évaluation à laquelle elles ont été obtenues. Ainsi on considérera plus souhaitable un cas qui converge rapidement (à des évaluations proches de l'axe des ordonnées) et qui minimise le plus possible f (le plus proche de l'axe des abscisses).

Chaque courbe représentée est associée à un point de départ (Param01 à Param07).

Également, les graphiques de convergence des cas sans et avec choix des configurations à haut rendement ont été placés côte à côte avec le même axe des ordonnées afin de comparer la descente entre les deux.

Et finalement, la limite supérieure de l'axe des ordonnées a été défini de façon à ce qu'il représente comme point le plus élevé le résultat de simulation du point de départ du fichier Param01 qui correspond aux paramètres actuellement employés aux réseaux autonomes, soit la solution de base. Ainsi, tous les résultats en dessous du premier point de la courbe de Param01 correspondent à des améliorations du cas actuel. La limite inférieure a été définie avec le meilleur résultat de f .

Étant donné ces limites, il arrive que certains fichiers paramètres ne soient pas représentés puisqu'ils convergent vers une solution moins bonne que la solution de base actuellement employée.

Voyons maintenant la convergence du village 1 pour un jeu de seuil s'appliquant à toutes les configurations en même temps (Figure 5.2).

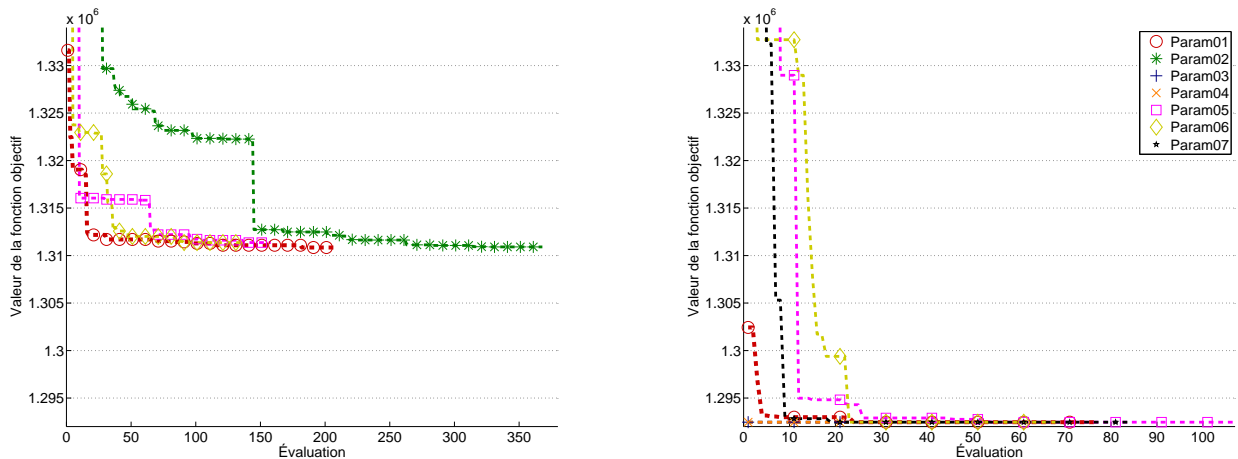


Figure 5.2 Convergence des différents points de départ pour le village 1 (Sans choix de configuration à gauche et avec à droite)

La tendance montre que pour le cas avec le choix de configurations, la convergence est plus rapide et franche, en plus d'être atteinte par plus de points de départ. Aussi, on peut voir que sans le choix de configurations, la convergence est limitée à un certain niveau par rapport au cas avec le choix de configurations. Enfin, en observant le premier point de Param01 dans les deux cas, on peut voir que le seul fait de sélectionner les configurations à plus haut rendement permet une réduction de la fonction objectif sans que les valeurs des paramètres de la stratégie de commande ne soient optimisés.

Voyons maintenant la convergence de l'optimisation d'un jeu de seuil unique pour le village 2 avec la Figure 5.3.

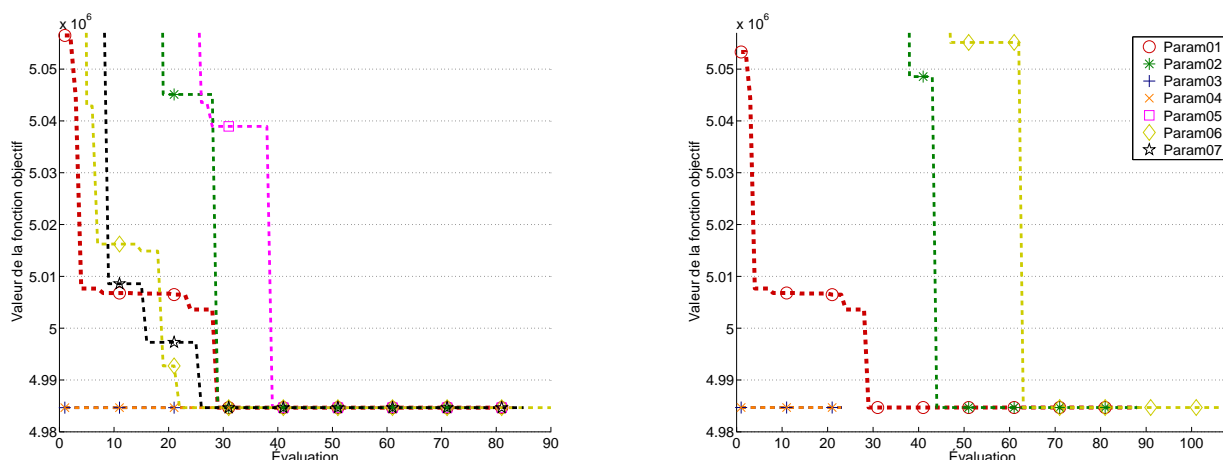


Figure 5.3 Convergence des différents points de départ pour le village 2 (Sans choix de configurations à gauche et avec à droite)

On constate que dans les deux cas, l'optimisation arrive au même résultat. Cependant, le cas avec toutes les configurations permet à plus d'instances d'optimisation d'arriver à l'optimum. En terme de vitesse de convergence, elle est similaire dans les deux cas, puisqu'aucune tendance ne se dégage. On retiendra que le choix de configurations ne permet pas d'améliorer aussi drastiquement la solution que dans le cas du village 1.

La Figure 5.4 présente la convergence pour le village 3.

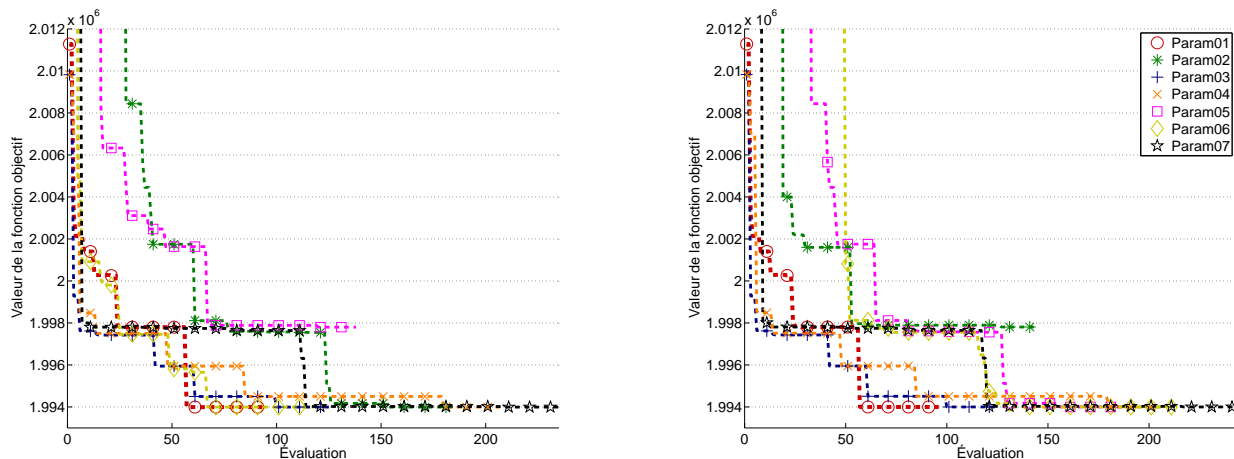


Figure 5.4 Convergence des différents points de départ pour le village 3 (Sans choix de configurations à gauche et avec à droite)

Dans ce cas-ci, les deux cas semblent très similaires et peu de conclusions sont à tirer d'après les graphiques de convergence. Retenons qu'ils parviennent tous deux au même optimum. Encore une fois ici, le fait de choisir les configurations n'a pas un impact significatif par rapport au cas du village 1.

Ainsi, il s'avère que choisir les configurations en service dans un village donné s'avère bénéfique principalement pour le village 1 comparativement aux deux autres village étant donné que l'optimum atteint est meilleur. Dans le cas du village 1, le choix des configurations lors de la simulation a permis de retirer une configuration inefficace entre deux configurations efficaces : la configuration 3 a été retirée et les configurations 2 et 4 ont été retenues.

La structure même de la stratégie de commande forçait le passage par cette configuration inefficace lors de la production. Le fait de pouvoir choisir les configurations a permis de retirer de la production ce passage obligatoire par une configuration inefficace et ainsi mieux produire. Ceci n'était pas le cas pour les villages 2 et 3 puisque les configurations retenues se suivaient déjà. En effet, pour le village 2, les configurations 2 et 3 ont été retenues et pour le village 3 les configurations 1, 2 et 3 ont été retenues.

Maintenant considérons les meilleurs résultats d'optimisation pour les trois villages et comparons-les avec les résultats de l'optimisation d'un jeu de paramètres universel. Les cas

avec choix des configurations ont été retenus. Au Tableau 5.3 la deuxième colonne présente les résultats de l'optimisation d'un seuil universel, la troisième colonne les résultats d'un jeu de seuils par village et la quatrième colonne le nombre d'évaluations.

Tableau 5.3 Résultats de l'optimisation des jeux de seuils de chaque village

<i>Village</i>	<i>Résultats de l'optimisation d'un seuil universel</i>	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Village 1</i>	1 329 726 (-0,141 %)	1 292 461 (-2,94 %)	413
<i>Village 2</i>	4 993 556 (-1,24 %)*	4 984 684 (-1,42 %)*	398
<i>Village 3</i>	1 998 104 (-0,655 %)*	1 993 998 (-0,859 %)*	1 215
<i>TOTAL</i>	8 321 386 (-0,929 %)	8 271 143 (-1,53 %)	2 026

Concernant les résultats, ils sont meilleurs pour les trois villages par rapport à ceux de la première instance d'optimisation. En plus, les économies au village 2 sont plus importantes qu'à l'optimisation d'un jeu de seuils universel, bien que cette instance d'optimisation ait largement favorisé ce village, ceci confirme que l'approche d'un jeu de seuil universel n'est adéquate pour aucun des villages en plus de justifier l'utilisation d'un jeu de seuil propre à chaque village afin de réaliser des économies.

Les résultats sont obtenus avec un total de 2 026 évaluations, on constate que le plus grand coût d'optimisation est attribué au village 3 avec 1 215 évaluations. En absolu, les plus grandes économies ne reviennent pas à ce village, cependant il a trois configurations possibles et les autres n'en n'ont que deux.

Voyons maintenant l'impact sur les résultats de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations à tous les villages.

5.3 Optimisation d'un jeu de seuils par configuration pour chaque village

L'optimisation d'un seuil par configuration pour chaque village augmente considérablement la taille des problèmes puisqu'il y a maintenant huit variables par configuration.

Notons que à partir de cette section, tous les résultats sont obtenus d'après les nouvelles courbes de rendements.

Présentons l'optimisation d'un jeu de seuil par configuration pour les trois villages, pour le cas où les configurations à haut rendement ne sont pas sélectionnées, mais où toutes celles existantes peuvent produire. Ce sont encore les sept points de départ habituels qui sont employés, la convergence de chacun de ceux-ci pour le village 1 est présentée à la Figure 5.5.

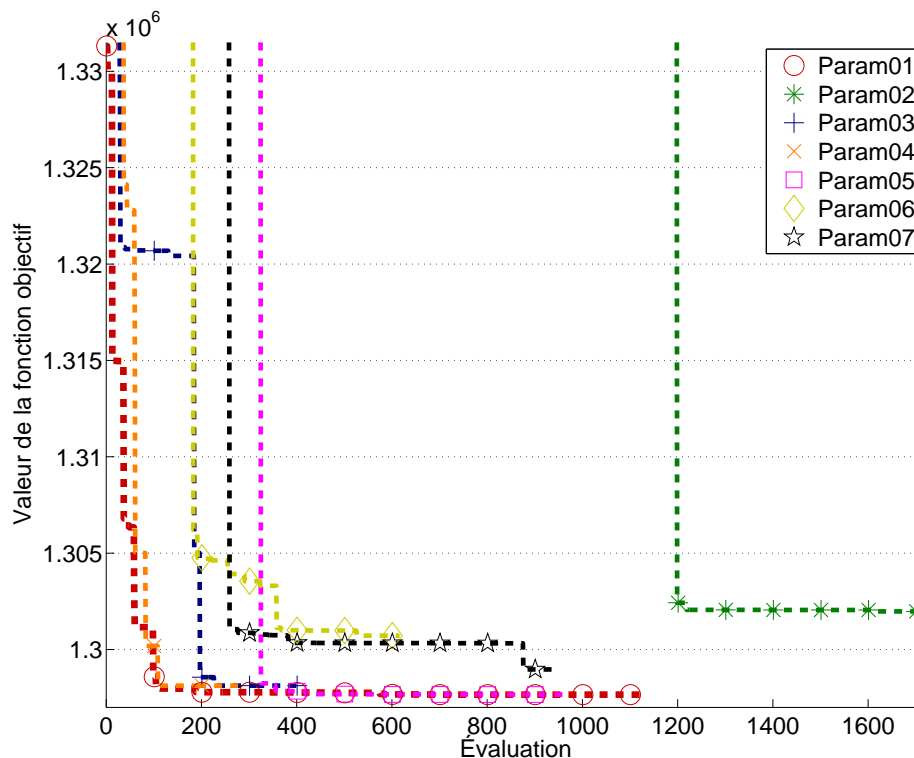


Figure 5.5 Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 1, sans sélectionner les configurations

L'optimum, ou une valeur très proche de l'optimum, est atteinte par quatre points de départs sur sept. En terme de nombre de points de départs parvenant à l'optimum, ces résultats sont comparables aux instances d'optimisation pour un jeu de paramètre par village.

En revanche, les résultats d'optimisation sont moins bons que dans le cas d'un jeu de seuil par village. Cependant, gardons en tête qu'il avait été vu précédemment que lorsque les configurations offrant un meilleur rendement étaient sélectionnées pour la simulation, le village 1 améliorerait grandement ces résultats d'optimisation et dans le cas présent, ce sont toutes les configurations qui peuvent produire. Enfin, notons que le coût de l'optimisation est plus élevé pour tous les points de départs sans exception, pouvant dépasser les 1 600 évaluations du simulateur.

Voyons maintenant les performances de l'optimisation d'un jeu de paramètres par configuration pour le village 2 à la Figure 5.6.

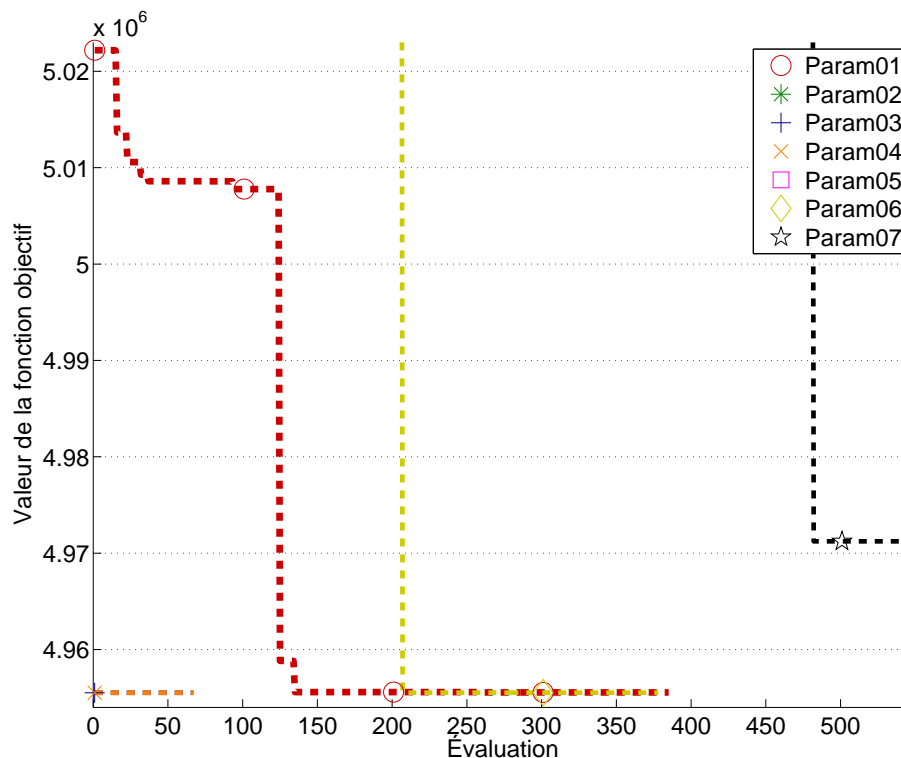


Figure 5.6 Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 2, sans sélectionner les configurations

Dans le cas du village 2, on peut voir que la convergence est atteinte par quatre fichiers paramètres sur sept encore une fois. Les coûts d'optimisation sont moins élevés que pour le village 1, mais restent tout de même importants considérant qu'une évaluation du simulateur dure environ trois minutes. Dans le cas du village 2, on peut voir que les fichiers paramètres Param03 et Param04 permettent d'atteindre directement la meilleure solution d'optimisation. Cette dernière est d'ailleurs meilleure que pour l'optimisation d'un jeu de seuils par village, ainsi on peut voir qu'il peut y avoir un intérêt à conduire l'optimisation d'un seuil par configuration à un village donné.

Voyons maintenant la convergence du village 3 à la Figure 5.7.

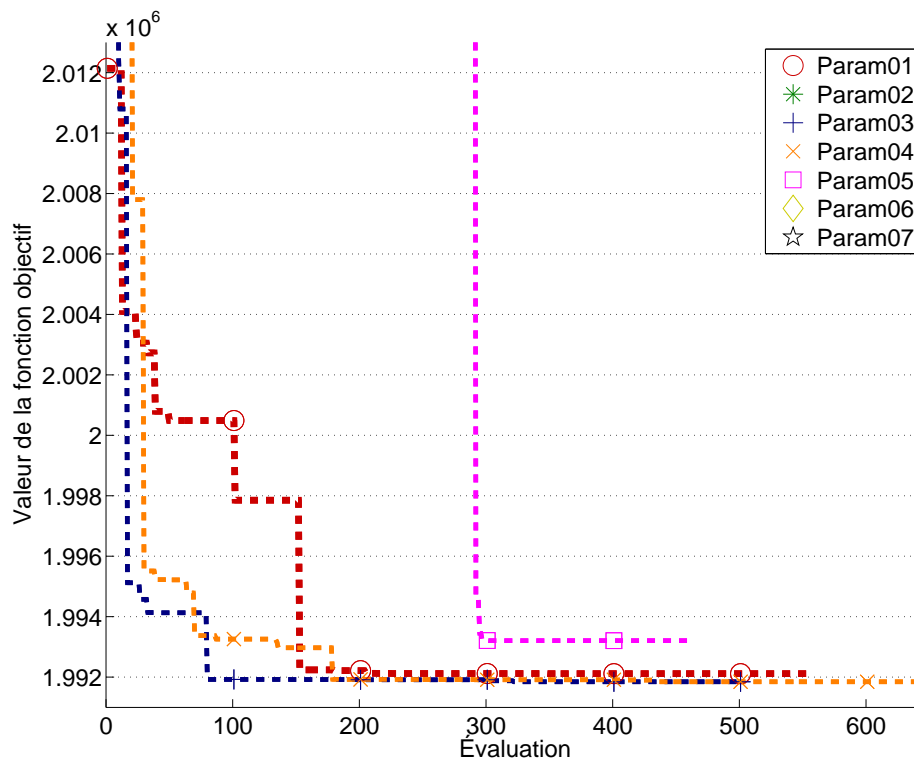


Figure 5.7 Convergence de l'optimisation d'un jeu de paramètres pour chacune des configurations du village 3, sans sélectionner les configurations

Comme pour le village 2, on constate que les résultats d'optimisation sont meilleurs qu'avec un jeu de paramètres par village et qu'il y a un intérêt à optimiser un jeu de paramètres par configuration. Les coûts d'optimisation sont également importants pour le village 3 et, contrairement au village 2, aucun fichier résultat ne permet d'atteindre directement le meilleur résultat.

Ainsi, il semblerait qu'il y ait un intérêt à optimiser un jeu de paramètres par configuration pour les villages 2 et 3. En ce qui concerne le village 1, il y aurait un intérêt à évaluer le cas où les configurations sont sélectionnées puisqu'il a été vu que dans le cas de l'optimisation d'un jeu de seuil par village cela était profitable.

En revanche, les coûts de calcul sont élevés et il serait judicieux d'élaborer une méthode permettant de les accélérer.. Pour ceci, il est possible d'utiliser la structure connue du problème.

Pour ce, deux approches sont retenues. La première consiste à optimiser un jeu de paramètres

par configuration à la fois et la deuxième à optimiser d'abord les paramètres concernant les règles de transition ultimes (CritU, Crit8), puis ensuite les paramètres concernant les règles d'anticipation (Crit1 et Crit5).

5.3.1 Optimisation d'un jeu de seuils par configuration à la fois

Pour cette approche, un résultat optimal de l'optimisation d'un paramètre par village est utilisé comme point de départ pour l'optimisation de chacune des configurations. Ainsi, pour les configurations du village 1, le point de départ utilisé correspond à un résultat optimal de l'optimisation d'un jeu de paramètres de ce même village, évalué précédemment. Cela permet, dans le pire des cas, d'obtenir la même solution qu'à l'optimisation d'un jeu de paramètres par village.

L'approche consiste à optimiser par ordre de rendement. La première configuration optimisée étant celle avec le plus grand rendement, une fois ce jeu de paramètres optimisé, c'est la configuration suivante, avec le deuxième meilleur rendement qui est optimisée, et ainsi de suite.

L'ordre d'optimisation des configurations est indiqué à la suite pour chaque village.

- Village 1 : C_2, C_4
- Village 2 : C_2, C_3
- Village 3 : C_1, C_2, C_3

Et les résultats de l'optimisation par configurations compilés dans le Tableau 5.4.

Tableau 5.4 Résultats de l'optimisation des configurations

<i>Village et configuration</i>	<i>Résultats de l'optimisation d'un jeu de seuils par village ¹</i>	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Village 1 C₂</i>	1 292 461 (-2,94 %)	1 292 461 (-2,94 %)	39
<i>Village 1 C₄</i>	1 292 461 (-2,94 %)	1 292 461 (-2,94 %)	41
<i>Village 2 C₂</i>	4 955 534 (-2,00 %)	4 955 534 (-2,00 %)	35
<i>Village 2 C₃</i>	4 955 534 (-2,00 %)	4 955 534 (-2,00 %)	35
<i>Village 3 C₁</i>	1 995 241 (-0,798 %)	1 995 048 (-0,807 %)	112
<i>Village 3 C₂</i>	1 995 241 (-0,798 %)	1 992 116 (-0,953 %)	73
<i>Village 3 C₃</i>	1 995 241 (-0,798 %)	1 992 116 (-0,953 %)	40
TOTAL	8 243 236 (-1,86 %)	8 240 111 (-1,90 %) ²	2 401 ³

1. Ces consommations sont obtenues d'après les valeurs optimales trouvées à la Section 5.2 avec les courbes de rendement actualisées.

2. Le total correspond à la somme des meilleurs résultats de chaque village.

3. Aux évaluations de cette optimisation sont ajoutées celles de l'obtention des points de départ, c'est-à-

On constate que le village 3 est le seul à bénéficier d'une amélioration des résultats.

Les résultats pour les villages 1 et 2 sont en fait exactement les mêmes que pour l'optimisation d'un jeu de paramètres par village. En effet, on suppose que le résultat n'a pu être amélioré jusqu'à la diminution de la taille de pas jusqu'au minimum de NOMAD.

Les villages 1 et 2 n'ayant que deux configurations, lorsque la production est assurée par la configuration de moindre capacité, il est uniquement possible de passer à la configuration supérieure. Inversement, lorsque la production est assurée par la plus puissante des configurations, il est uniquement possible de diminuer de capacité. Ainsi, les règles de passage à la configuration supérieure s'applique uniquement lorsque que c'est celle de moindre capacité qui produit, il en est de même pour la configuration de capacité supérieure. Dans ces conditions, un seul jeu de paramètres est requis et la troisième instance d'optimisation, soit celle d'un jeu de seuils propre à chaque configuration de village, est obsolète.

En revanche, dans le cas du village 3 qui produit avec trois configurations, l'optimisation d'un jeu par configuration de village devient nécessaire puisque cette simplification n'est plus possible. Ainsi, on observe une amélioration de 0,01 % dès l'optimisation de la première configuration, pour un total de 0,81 % d'économies annuelles au village. À l'optimisation de la deuxième configuration, les économies totales pour le village 3 atteignent 0,95 % de réduction. En terme de coût de calcul, le coût associé à l'amélioration des résultats au village 3 est de 225 évaluations (112+73+40) auxquelles on ajoute les 1 215 liées au coût de l'obtention du point de départ, soit un total de 1 440 évaluations.

Voyons maintenant la performance de l'optimisation d'un jeu de seuil par configuration en optimisant d'abord les règles ultimes, puis les règles d'anticipation.

5.3.2 Optimisation par type de règles

Rappelons que les règles dites ultimes concernent des règles qui peuvent s'appliquer directement d'après le taux de production de la configuration actuelle. Les règles dites d'anticipation emploient des paramètres modulant le nombre et la longueur de moyenne(s) roulante(s).

Dans un premier temps, l'optimisation des règles ultimes permet d'identifier des points de transition clairs et de définir les plages d'utilisation de chaque configurations. Lors de l'optimisation des règles ultimes, les règles d'anticipation sont virtuellement désactivées en définissant $S5 = S8 + 1$, $S1 = SU - 1$ et $N1 = D1 = N5 = D5 = 60$ dans la passerelle. Une fois ces règles optimisées, leur valeurs optimales sont fixées et l'optimisation des règles d'anticipation

dire des évaluations de l'optimisation d'un jeu de seuils par village.

est conduite. L'idée ici, est de permettre d'éviter des transitions inutiles générées par les critères ultimes et ainsi générer quelques gains supplémentaires.

Le point de départ pour l'optimisation correspond aux points identifiés comme les points de transition clairs des courbes de rendement des configurations. Celles-ci sont présentées à la Section 3.4.

Les résultats d'optimisation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 5.5 Résultats de l'optimisation des configurations par ordre de règles

<i>Village et étape</i>	<i>Résultats de l'optimisation d'un jeu de seuil par village</i>	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Village 1 Étape 1</i>	1 292 461 (-2,94 %)	1 292 515 (-2,94 %)	27
<i>Village 1 Étape 2</i>	1 292 461 (-2,94 %)	1 292 474 (-2,94 %)	78
<i>Village 2 Étape 1</i>	4 955 534 (-2,00 %)	4 959 191 (-1,92 %)	27
<i>Village 2 Étape 2</i>	4 955 534 (-2,00 %)	4 956 877 (-1,97 %)	123
<i>Village 3 Étape 1</i>	1 995 241 (-0,798 %)	1 992 135 (-0,952 %)	140
<i>Village 3 Étape 2</i>	1 995 241 (-0,798 %)	1 992 080 (-0,955 %)	159
TOTAL	8 243 236 (-1,86 %)	8 241 431 (-1,88 %) ³	554

À prime abord, on constate que les économies obtenues sont équivalentes pour les villages 1 et 3 que celles présentées dans l'optimisation précédente (Optimisation d'un jeu de paramètres par configuration, par village et par ordre de configurations), soit respectivement de 2,94 % et 0,955 % (Tableau 5.5) ou 0,953 % (Tableau 5.4). Les résultats sont légèrement meilleurs pour le village 3 avec cette approche.

En revanche, pour ce qui est du village 2, les résultats sont un peu moins bons avec 1,97 % d'économies pour la deuxième approche (Tableau 5.5) contre 2,00 % d'économies pour la première approche (Tableau 5.4). Une piste d'explication de ce phénomène pourrait être que CritU et Crit8 sont fixés à l'étape 2. En relâchant ces variables lors de l'étape 3, il y aurait peut-être un gain supplémentaire par la convergence de f vers la valeur trouvée à l'instance d'optimisation précédente.

Somme toute, on peut affirmer que pour les deux approches, les résultats sont équivalents en terme d'économies. Par contre, en terme de nombre d'évaluations pour arriver à la solution, la deuxième approche est moins coûteuse avec 554 évaluations tandis que la première approche, nécessitant les points de départ de l'optimisation d'un jeu de seuils par village, est beaucoup plus coûteuse avec 2 401 évaluations.

3. Le total correspond à la somme des meilleurs résultats de chaque village.

5.4 Optimisation en présence d'éolien

Voyons maintenant l'effet de l'ajout de l'éolien au village 1 sur l'optimisation de la stratégie de commande. Dans la simulation, une éolienne Enercon E53 de 800 kW¹ est considérée.

Trois cas d'optimisation sont abordés : l'optimisation d'un jeu de seuils propre à chacun des villages, l'optimisation par ordre de configurations et l'optimisation par règles de contrôle. Comme pour le cas sans éolien, ce sont les meilleures configurations de groupes diesel qui sont retenues pour la production, comme le montre les Figures 4.2, 4.3 et 4.4.

Mentionnons qu'en présence d'éolien, les règles de contrôle favorisent l'inclusion d'éolien et maintiennent les groupes à des taux de production leur permettant de reprendre la charge en cas de perte de la production éolienne. Les variables d'optimisation concernées sont ici les mêmes que précédemment. Étant donné que les paramètres de la stratégie de commande propres au cas avec éolien sont établis pour satisfaire des contraintes rigides de stabilité du réseau, permettant de le maintenir dans des gammes de fréquence et de tension désirés, ils ne peuvent pas être modifiés et c'est pour cela qu'ils ne sont pas considérés pour l'optimisation.

Sans optimisation, la consommation de diesel pour le cas avec énergie éolienne en plus des groupes est de 794 151 litres.

Voyons maintenant la convergence de l'optimisation d'un jeu unique pour le village 1 en présence d'éolien à la Figure 5.8.

Les mêmes sept points de départ définis à la Section 4.1 sont utilisés ici. On peut voir qu'ils convergent tous vers la meilleure solution, soit 785 900 litres (-1,04 %). Aussi, on peut voir que la convergence est très rapide dans tous les cas, allant de l'évaluation initiale pour les fichiers Param03 et Param04 à un peu plus de 20 évaluations pour Param02 et que le total est de 442 évaluations.

Voyons maintenant s'il y a un avantage à optimiser un jeu de paramètres par configuration, en structurant les étapes d'optimisation par ordre d'importance des configurations. Les résultats sont compris dans le Tableau 5.6.

Tableau 5.6 Résultats de l'optimisation en présence d'énergie éolienne pour un jeu par configuration par ordre d'importance des configurations

<i>Étape</i>	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Étape 1 : Configuration 2</i>	785 900 (-1,04 %)	37
<i>Étape 2 : Configuration 4</i>	785 900 (-1,04 %)	39

1. Pour consulter la fiche technique : <http://www.enercon.de/en/products/ep-1/e-53/>

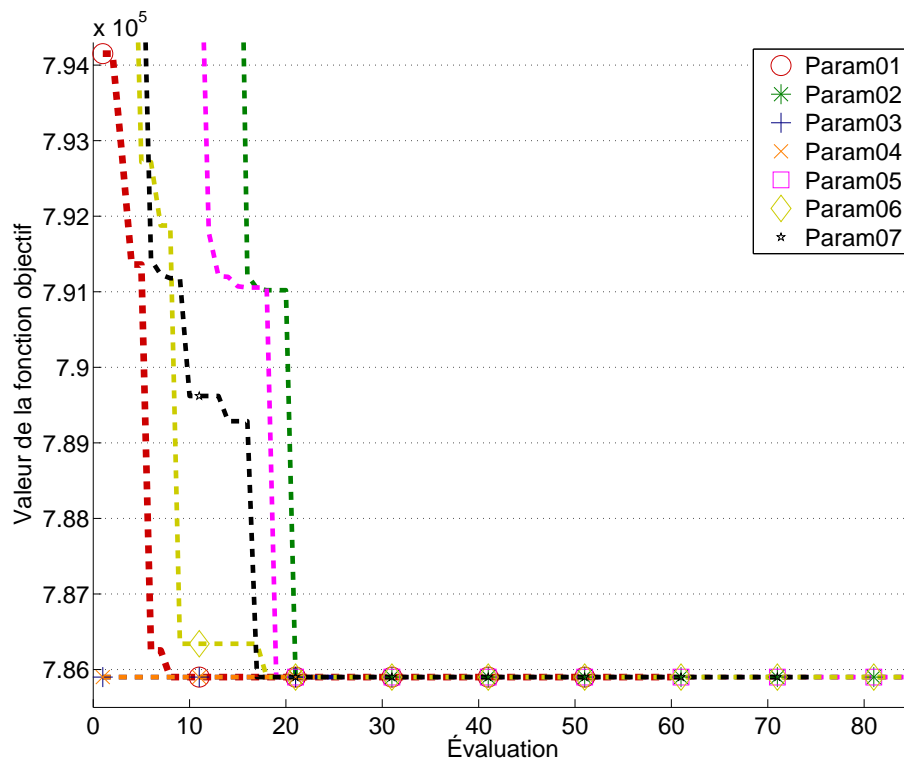


Figure 5.8 Convergence des différents points de départs du village 1 en présence d'éolien avec choix des configurations pour la production

Par rapport à l'optimisation d'un jeu de seuils unique pour tout le village, il n'y a pas d'amélioration de la solution. Ceci est cohérent avec les observations réalisées à la Section 5.3.1 qui étaient que les centrales produisant avec deux configurations uniquement pouvaient atteindre une valeur de consommation optimale seulement avec un jeu de paramètre pour l'ensemble du village puisque les règles concernant l'augmentation de capacité de production s'appliquent seulement à la configuration la moins puissante et, inversement, les règles concernant la réduction de capacité de production s'appliquent uniquement à la configuration la plus élevée.

Voyons maintenant le cas de l'optimisation d'un jeu de seuils par configuration en structurant les étapes d'optimisation par rapport aux types de règles (ultimes et d'anticipation). Les résultats sont compilés dans le Tableau 5.7.

Tableau 5.7 Résultats de l’optimisation en présence d’énergie éolienne pour un jeu par configuration par type de règle

<i>Étape</i>	<i>f</i>	<i>Évaluations</i>
<i>Étape 1 : Règles ultimes</i>	785 900 (-1,04 %)	28
<i>Étape 2 : Règles d’anticipation</i>	785 900 (-1,04 %)	32

Ici, on peut voir, encore une fois, qu’il n’y a pas d’amélioration par rapport à l’optimisation d’un jeu de paramètre pour l’ensemble du village. Aussi, la convergence est similaire au cas d’optimisation par ordre d’importance des configurations.

5.5 Jeux de paramètres optimaux

La section suivante présente les valeurs obtenues des instances d’optimisation présentées préalablement pour les trois villages. Les résultats sont ordonnés pour faciliter leur interprétation. Tout d’abord, ils sont présentés par configurations. La ligne supérieure comprend les résultats des règles permettant d’augmenter la capacité et la ligne inférieure les résultats permettant de diminuer la capacité de production. À des fins d’analyse encore, les règles pertinentes sont en gras dans le tableau. On considère qu’une règle est pertinente si elle peut s’appliquer, ce qui n’est pas le cas pour les règles permettant d’augmenter la capacité de production lorsque c’est la configuration de plus haute capacité qui produit. Inversement, la règle permettant de diminuer la capacité de production n’est pas pertinente lorsque c’est la configuration la moins puissante qui produit. En plus, pour chaque ligne, les résultats sont ordonnés. Le premier résultat correspondant au seuil ultime, SU pour les règles d’augmentation de capacité (première ligne) et S8 pour les règles de diminution de capacité (deuxième ligne). Les valeurs situées de la deuxième à la quatrième position correspondent à S1, D1 et N1 pour la première ligne (règles d’augmentation de capacité) et à S5, D5 et N5 pour la deuxième ligne (règle de diminution de capacité).

Après les résultats concernant l’optimisation d’un jeu de seuils par village, il avait été constaté que beaucoup d’évaluations correspondaient à des variations des paramètres des moyennes roulantes (D1, N1, D5, N5) et que la solution y était très peu sensible puisqu’elle ne variait généralement pas. Ainsi, il a été décidé de réduire le domaine par un facteur de 3 et d’ajouter une valeur 0 correspondant à 1 minute faisant passer l’intervalle de $[1,60]$ à $[0,20]$. Dans la passerelle, les variables proposées par NOMAD appartenant à l’intervalle $[0,20]$ sont transformées pour correspondre à l’intervalle $[1,60]$.

Les résultats sont présentés aux Tableaux 5.8, 5.9 et 5.10 pour les villages 1 à 3 respectivement

et au Tableau 5.11 pour le cas avec éolien du village 1.

Tableau 5.8 Valeurs des seuils optimisés pour le village 1

<i>Instances d'optimisation</i>	\hat{x} de $C2$	\hat{x} de $C4$
<i>Un jeu de seuils par village</i>	100 [82,99] [1,60] [1,60] [58,93] [67,98] [1,60] [1,60]	100 [82,99] [1,60] [1,60] [58,93] [67,98] [1,60] [1,60]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par ordre de configurations)	100 [84,98] [8,12] [8,12] [68,79] [78,89] [8,12] [8,12]	100 [84,98] [8,12] [8,12] [68,79] [78,89] [8,12] [8,12]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par type de règles)	100 99 [12,20] [0,8] [30,34] [31,45] [0,4] [0,8]	99 [70,98] 0 [0,4] [60,65] [61,89] 0 [0,16]

Tableau 5.9 Valeurs des seuils optimisés pour le village 2

<i>Instances d'optimisation</i>	\hat{x} de $C2$	\hat{x} de $C3$
<i>Un jeu de seuils par village</i>	100 [76,99] [1,60] [1,60] [68,93] [73,98] [1,60] [1,60]	100 [76,99] [1,60] [1,60] [68,93] [73,98] [1,60] [1,60]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par ordre de configurations)	100 [86,94] [8,12] [8,12] [73,94] [81,85] [8,12] [8,12]	100 [86,94] [8,12] [8,12] [73,94] [81,85] [8,12] [8,12]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par type de règles)	100 99 0 20 [30,44] [31,98] [0,20] [0,16]	100 99 0 20 [67,88] [84,98] [0,20] [0,20]

Tableau 5.10 Valeurs des seuils optimisés pour le village 3

<i>Instances d'optimisation</i>	\hat{x} de $C1$	\hat{x} de $C2$	\hat{x} de $C3$
<i>Un jeu de seuils par village</i>	100 [97,99] [28,60] [1,7] 65 [66,85] [1,60] [1,48]	100 [97,99] [28,60] [1,7] [65 [66,85] [1,60] [1,48]	100 [97,99] [28,60] [1,7] [65 [66,85] [1,60] [1,48]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par ordre de configurations)	[99,100] 96 0 0 [61,69] [71,79] [9,11] [9,11]	100 99 [0,1] [12,20] 30 [31,59] [0,20] [0,16]	[99,100] [91,99] [8,12] [8,12] 65 [68,82] [8,12] [8,12]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par type de règles)	96 95 [0,2] [0,1] [30,37] [31,87] [0,20] [0,20]	100 99 [0,1] [12,20] 44 [45,59] [0,8] [0,4]	[96,100] [71,99] [0,16] [0,8] 65 [66,94] [0,4] [0,8]

Tableau 5.11 Valeurs des seuils optimisés du village 1 pour le cas avec éolien

<i>Instances d'optimisation</i>	\hat{x} de $C2$	\hat{x} de $C4$
<i>Un jeu de seuils par village</i>	100 [85,99] [0,20] [0,20] [65,97] [70,98] [0,20] [0,20]	100 [85,99] [0,20] [0,20] [65,97] [70,98] [0,20] [0,20]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par ordre de configurations)	100 [85,99] [8,12] [8,12] [74,82] [82,91] [8,12] [8,12]	100 [85,99] [8,12] [8,12] [74,82] [82,91] [8,12] [8,12]
<i>Un jeu de seuils par configuration</i> (Par type de règles)	100 [92,99] [0,2] [0,2] [69,97] [70,77] [0,2] [0,2]	100 [92,99] [0,2] [0,2] [60,74] [61,68] [0,2] [0,2]

Les colonnes présentent les résultats par configuration. Ainsi les villages 1 et 2 ont deux colonnes de résultats et le village 3 en a trois. La première instance d'optimisation, soit celle d'un jeu de seuils par village, implique que le même jeu de seuils s'applique pour l'ensemble des configurations présentes, c'est pourquoi les résultats sont les mêmes dans toutes les colonnes. Aussi, pour l'optimisation d'un jeu de seuils par configuration par ordre d'importance des configurations, on constate pour les villages 1 et 2 que les résultats sont les mêmes pour chacune des configurations également. Ceci s'explique par le fait qu'un résultat de l'optimisation d'un jeu de paramètres par village est utilisé comme point de départ et que celui-ci ne parvient pas à être amélioré par aucune des optimisations de configuration. L'algorithme MADS n'améliore pas la solution, la taille de treillis diminue avec le même nombre d'évaluations et les mêmes directions de recherches sont retenues, ce qui mène au même domaine de solution. Comme mentionné, on explique l'absence d'amélioration à ce stade-ci pour les villages 1 et 2 par le fait que lors de l'optimisation d'un jeu de paramètre unique, la moitié des seuils s'appliquent à la première configuration et l'autre moitié à la deuxième. D'ailleurs en regardant les Tableaux 5.8, 5.9 et 5.11 on voit bien à la première ligne la moitié du vecteur \hat{x} est pertinente pour la première configuration et l'autre moitié pour la deuxième. Dans le cas du village 3 en revanche, voir le Tableau 5.10, on voit bien qu'il y a un intérêt à optimiser un jeu de paramètres par configuration puisqu'un seul jeu n'est pas suffisant pour les trois configurations.

On peut voir que dans tous les cas, pour un même résultat, le domaine des solutions est très étendu. Même entre les trois instances d'optimisation d'un même village où l'optimisation aboutit à la même consommation annuelle de diesel, le domaine des solutions pour ces trois instances varie grandement. Ainsi, l'interprétation de ces solutions, en plus de l'identification de valeurs claires des jeux de paramètres, est assez compliquée.

Afin de tenter d'apporter des pistes d'interprétation, il est possible de relier des plages de résultats aux courbes de rendements. Pour faciliter l'interprétation, reprenons les résultats de l'optimisation des seuils ultimes uniquement (seuils S8 et SU de la dernière instance d'optimisation) puisque ceux-ci sont en générale en mesure de reprendre la plus grande part des économies comme le montre les résultats dans le Tableau 5.5. Les résultats sont tirés des dernières lignes des Tableaux 5.8 à 5.10.

Commençons avec le village 1, un passage à la configuration supérieure, c'est-à-dire de C2 à C4, est requis au delà de SU qui est égal à 100 % de C2 (Figure 5.9). Un passage à la configuration inférieure, c'est-à-dire de C4 à C2 est requis lorsque S8 est entre 60 % et 65 % (Figure 5.10).

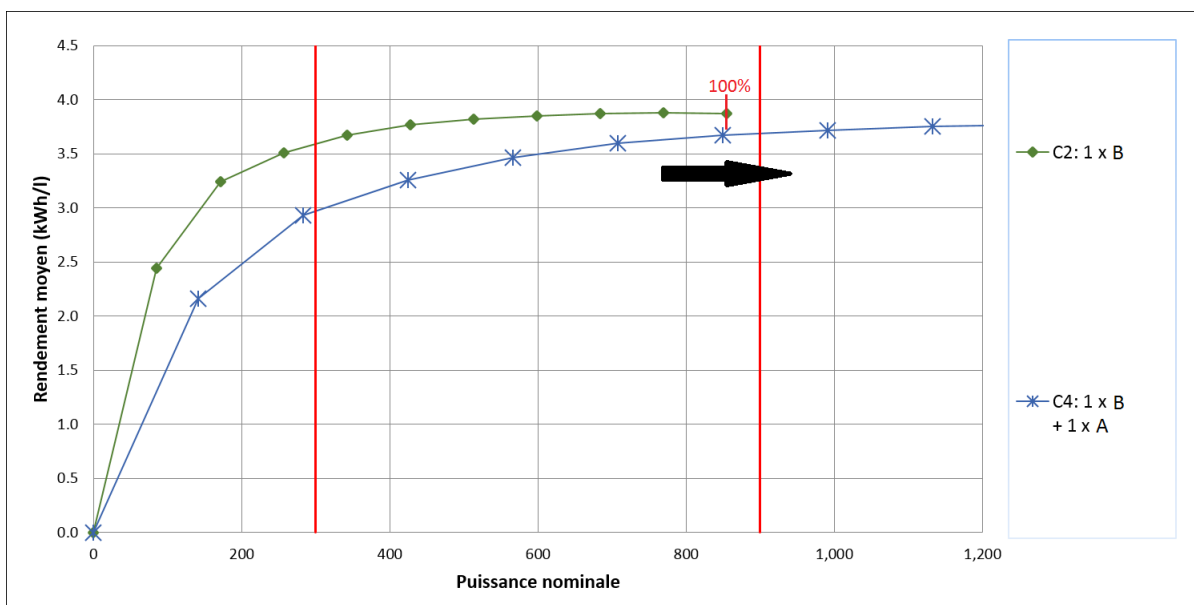


Figure 5.9 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure

À première vue, on peut voir que la passage à la configuration supérieure est repoussé à l'extrême limite de la configuration, il s'agit également de la limite du domaine possible de la variable associée à SU. Au delà de cette limite, le passage à la configuration suivante est obligatoire. Voyons maintenant le passage de C4 à C2.

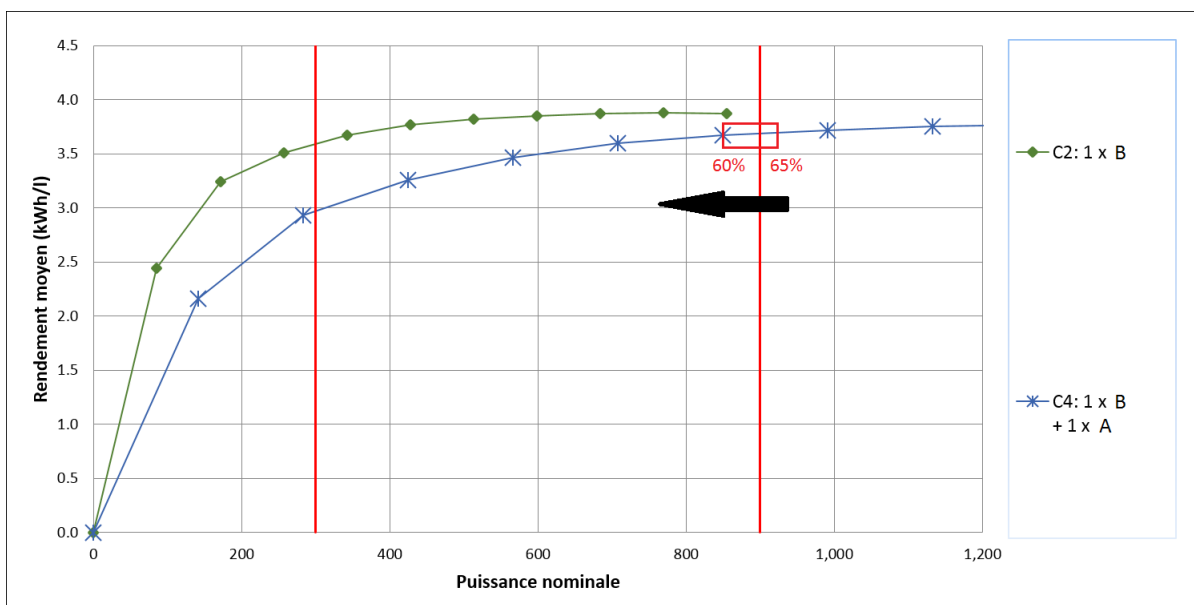


Figure 5.10 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 1 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure

Ici on peut voir que le passage de C4 à C2 se fait optimalement en dessous d'une limite pouvant aller de 60 % à 65 %. Concrètement, dès que la production passe en dessous de ces valeurs un passage à C2 est opéré. Or, tant que C2 ne peut reprendre la charge, puisqu'elle est au-delà de sa capacité maximale (100 %) le passage ne s'opère pas. Jusqu'à ce que la charge passe en dessous de 100 % de C2, qui correspond également à la limite de 60 %. Avec le graphique, on comprend que la production se fait ainsi en exploitant en tout temps les plages de plus grandes efficacité.

Observons maintenant les valeurs optimisées du village 2. Le passage de C2 à C3 se fait lorsque la charge passe au-dessus de 100 % de C2 (Figure 5.11). Dans l'autre sens, celui se fait lorsque la charge passe en dessous d'une valeur allant de 67 % à 88 % de C3 (Figure 5.12).

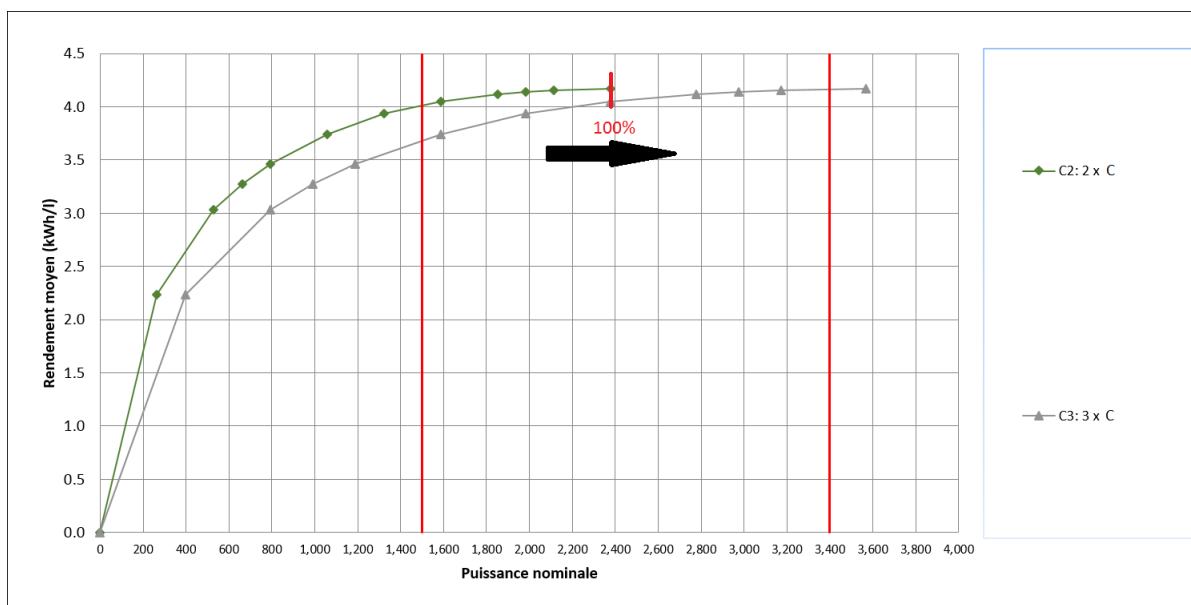


Figure 5.11 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure

Comme pour le village 1, on peut voir que le passage à la configuration supérieure se fait à l'extrême limite de la capacité afin d'exploiter au maximum son efficacité supérieure. Voyons maintenant le passage de C3 à C2.

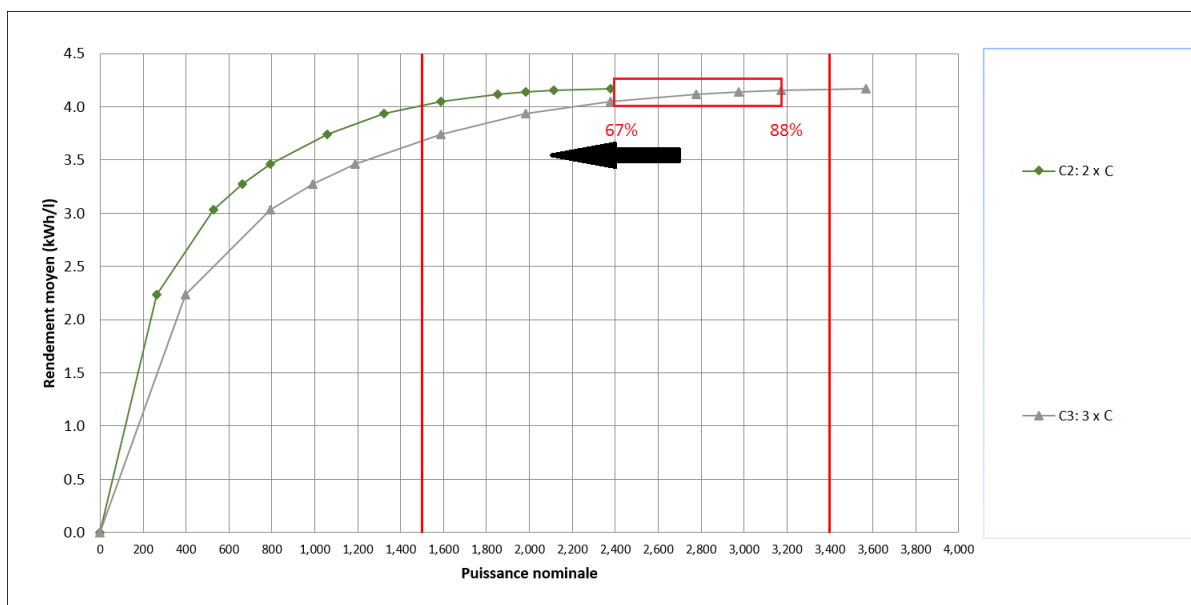


Figure 5.12 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 2 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure

On peut voir que la même situation que dans le cas du village 1 se produit, le passage à la configuration précédente se fait au moment où cette dernière est en mesure de reprendre la charge. Ces variables offrent des bonnes performances puisque les rendements maximum sont encore une fois exploités autant que possible.

Voyons maintenant le cas du village 3 qui est composé de trois configurations. Le passage de C1 à C2 se fait au delà de 95 % et celui de C2 à C3 se fait au delà de 100 % (Figure 5.13). À l'inverse, le passage de C3 à C2 se fait en dessous de 65 % et le passage de C2 à C1 se fait en dessous de 44 %.

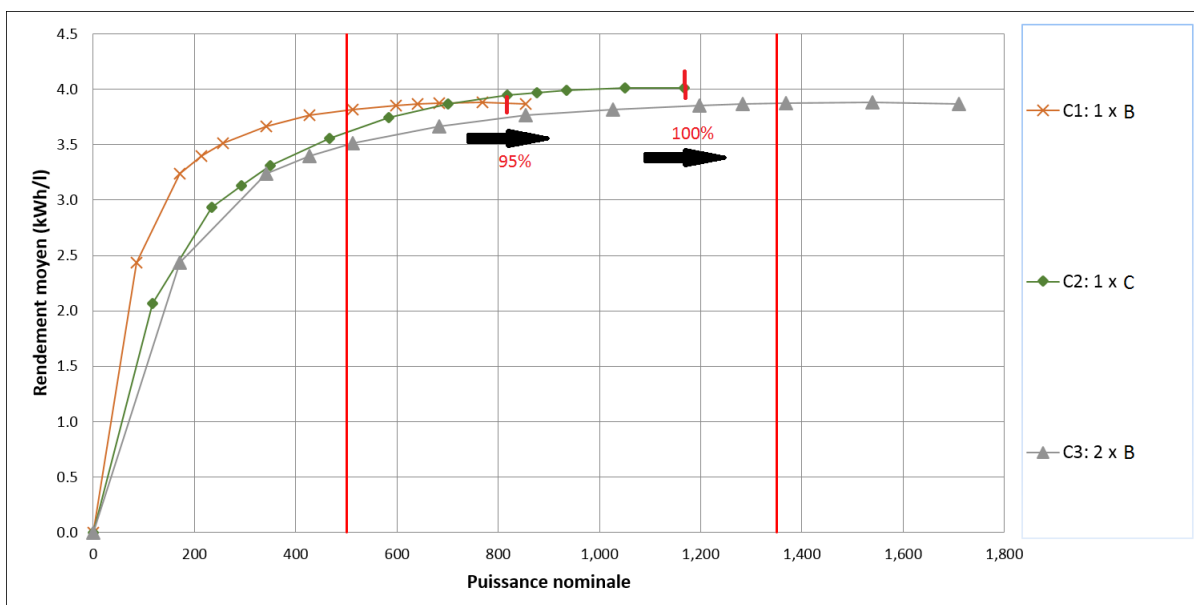


Figure 5.13 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration supérieure

Comme pour les villages 1 et 2, le domaine des solutions est restreint pour le passage à la capacité supérieure. Le passage de la configuration 2 à la configuration 3 se fait à l'extrême limite de la première. En revanche, en ce qui concerne le passage de la configuration 1 à la configuration 2, celui-ci se fait autour de 95 %. On peut également voir que le rendement de la configuration 2 devient supérieure à celui de la configuration 1 avant la capacité maximale de cette dernière, autour de 83 %. Ceci étant le seul cas où cela se produit, en plus de ne pas avoir un seuil optimisé SU à 100 %, on suppose que ces deux éléments sont reliés. Pour SU, la convergence autour de 95 % permet peut-être de définir le point de transition ultime de capacité adéquat pour ne pas induire un changement trop hâtif, ni trop tardif, générant ainsi les meilleurs gains en terme de consommation de diesel, lorsque seules les règles ultimes sont employées. Dans le cas où les règles d'anticipation sont également optimisées, un changement trop hâtif par les règles ultimes peut être évité. C'est ainsi qu'on explique l'écart entre les deux résultats. Afin d'y remédier, une optimisation reprenant tous les jeux de paramètres pourrait être ajoutée à partir des valeurs des seuils optimaux de l'optimisation des règles ultimes. Voyons maintenant le passage de C3 à C2 et de C2 à C1.

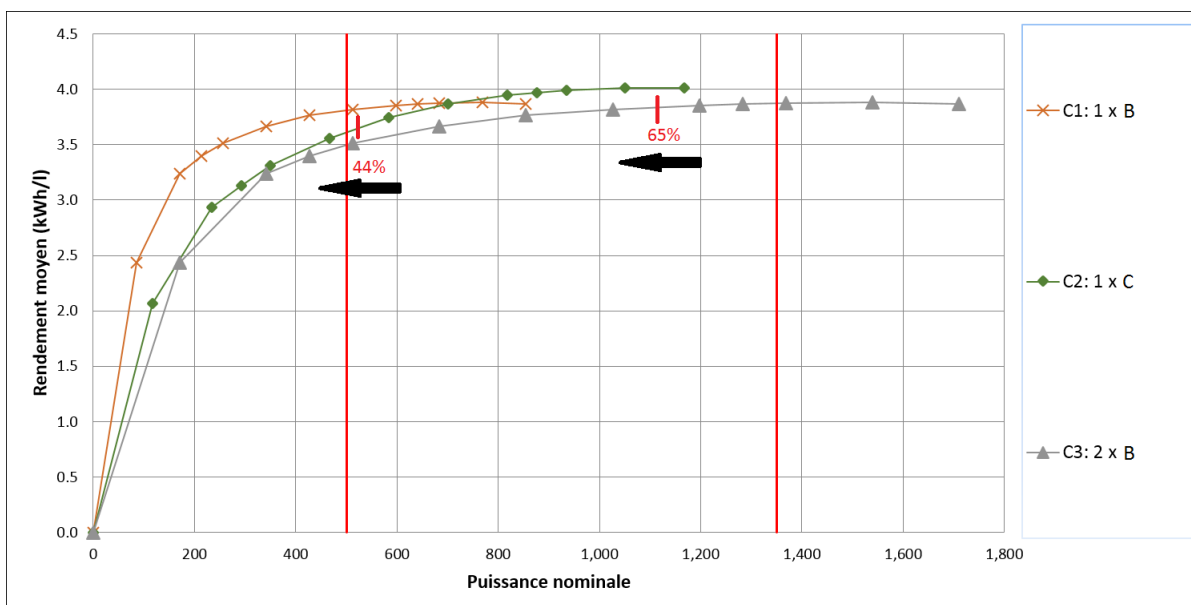


Figure 5.14 Courbes de rendement des configurations efficaces sélectionnées pour le village 3 avec l'ajout de valeurs de seuils optimisés du passage à la configuration inférieure

Le passage de C2 à C1 semble se faire un peu tard par rapport aux courbes rendement encore une fois. Ceci, en plus de la valeur de SU de C1 à C2, s'explique aussi peut-être par le fait que cette zone de la charge est très oscillante amenant souvent des changements de configurations. Dans ce cas-ci l'optimisation favoriserait peut-être des seuils plus écartés de la zone réelle de transition efficace, mais qui seraient significatifs. En ce qui concerne le passage de C3 à C2, il ne se fait pas non plus à l'extrême limite de C2 bien que théoriquement il pourrait y avoir intérêt à ce qu'il s'y fasse.

Les résultats jumelés aux courbes de rendements ont permis d'établir un lien entre les deux. Il apparaît clair que les valeurs optimales permettent d'exploiter les rendements élevés des configurations et c'est comme ceci que peut s'expliquer la baisse de la consommation de diesel.

5.6 Arrêts et démarrages

Attardons-nous maintenant sur l'effet de la minimisation de la consommation de diesel sur les arrêts et démarrages. Rappelons que bien que l'objectif du présent travail soit de minimiser la consommation de diesel, les arrêts et démarrages génèrent un coût supplémentaire dans

l'exploitation des réseaux autonomes. Les résultats des optimisations d'un seuil par village et d'un seuil pour chaque configuration (avec l'approche de la séparation par types de règles) ainsi que les arrêts et démarrages générés sont présentés au Tableau 5.12.

Tableau 5.12 La consommation de diesel et les arrêts et démarrages

<i>Village et production</i>	<i>Un seuil par village</i>		<i>Un seuil par configuration (par type de règle)</i>	
	<i>f</i>	<i>A&D</i>	<i>f</i>	<i>A&D</i>
Village 1-Diesel	1 292 461 (-2,94 %)	46 (-96,8%)	1 292 474 (-2,94%)	42 (-97,0%)
Village 1-Diesel/Éolien	785 900 (-1,04 %)	25 (-94,9 %)	785 900 (-1,04 %)	23 (-95,3 %)
Village 2-Diesel	4 955 534 (-2,00 %)	1 057 (+383 %)	4 956 877 (-1,97 %)	1 248 (+470 %)
Village 3-Diesel	1 995 241 (-0,80 %)	1 232 (-1,15 %)	1 992 080 (-0,95 %)	738 (-39,4 %)

Pour les villages 1 et 3, la minimisation de la consommation de diesel a également permis une réduction du nombre d'arrêts et démarrages. Cependant dans le cas du village 2, une augmentation de 383 % est observée. En absolu le nombre total d'arrêts et démarrages du cas de base pour les trois villages était de 2 858. Dans le cas de l'optimisation d'un seuil par village il est de 2 360 et dans le cas de l'optimisation d'un seuil par configuration de 2 051. Ainsi dans les deux cas optimisé, le nombre d'arrêts et démarrages cumulés est inférieur au cas de base.

Ainsi, l'optimisation n'engendre pas systématiquement une baisse, ou une augmentation, du nombre d'arrêts et démarrages à un village donné. On observe cependant qu'à un village donné il est possible d'effectuer des réduction importantes de leur nombre (ex : Village 1).

On imagine que les arrêts et démarrages sont plutôt favorisés lorsque la charge oscille autour des valeurs seuils de la stratégie de commande. Inversement, on suppose que ceux-ci sont limités lorsque la charge ne varie pas autour des ces mêmes valeurs seuils. À la fin du présent chapitre sont apportées des considérations supplémentaires sur les arrêts et démarrages.

5.7 Discussion sur les résultats

5.7.1 Portée des méthodes développées

Trois grande classes d'optimisations ont été conduites : l'optimisation d'un jeu de paramètres universel pour l'ensemble des villages, l'optimisation d'un jeu de paramètres propre à chaque village et l'optimisation d'un jeu de paramètres propre à chacune des configurations de chaque village.

La première instance d'optimisation a démontré que le jeu de seuils actuel n'était adapté à aucun village pour permettre de réduire la consommation de diesel. Également, il a été vu que l'optimisation d'un jeu de seuils universel pour l'ensemble des villages n'était pas adéquate étant donné que chaque village nécessitait des valeurs de paramètres différents pour réaliser de plus grandes économies.

Ainsi, l'optimisation d'un jeu de seuils universel n'est pas une approche recommandée pour réduire la consommation de diesel aux réseaux autonomes.

La deuxième instance d'optimisation, soit l'optimisation d'un jeu de seuils par village a permis de réduire la consommation aux trois villages. Dans le cas de villages produisant avec 2 configurations, un seul jeu de paramètres est requis et rend possible l'atteinte du minimum. Dans le cas de villages ayant plus de deux configurations, on peut s'attendre à ne pas atteindre le minimum, c'est pourquoi il est plutôt recommandé d'utiliser une méthode d'optimisation considérant un jeu de paramètres par configuration et par village. Notons que l'approche de l'optimisation d'un jeu par village est cependant très coûteuse et il pourrait être plus approprié d'utiliser la méthode de l'optimisation d'un jeu de paramètre par configuration par village séparant le problème par types de règles de contrôle, qui était beaucoup moins coûteuse pour des résultats similaires. Aussi, la séparation de l'optimisation par types de règles pourrait être appliquée à l'optimisation d'un jeu de seuils par village afin de limiter le coût de calcul. Ceci sera abordé un peu plus en détail au Chapitre 6.

Enfin, dans le cas où le village à l'étude est composé de plus de deux configurations il est recommandé d'utiliser la méthode optimisant un jeu de paramètres pour chaque configuration séparant le problème par type de règle. Cette méthode étant peu coûteuse, elle est appropriée dans le cas où il y a un budget de calcul limité, ceci est également vrai dans le cas où il n'y a que deux configurations ou moins. Ainsi, cette méthode "rapide" pourrait être couplée à des processus où l'évaluation du plein potentiel de réduction de la consommation de diesel est important mais ne fait pas l'objet dudit processus. Comme par exemple, dans le cas où de nouveaux groupes étaient à acheter, il serait possible d'évaluer la consommation optimale de celles-ci afin de réaliser une sélection plus éclairée. Dans le cas où il n'y ait pas de budget calcul très restrictif, la méthode d'optimisation d'un jeu par configuration avec la séparation par types de règles en utilisant plusieurs points de départ pourrait être utilisée pour rechercher de façon plus intensive une solution optimale.

5.7.2 Courbes de rendements des configurations en fonction de la puissance débitée et valeurs optimales

Plusieurs éléments ont pu être mis en évidence par l'utilisation des courbes de rendement des configurations en fonction de la puissance débitée, parmi lesquels la nécessité de retirer certaines configurations de la simulation et le lien des valeurs optimales avec les points de transitions des zones de haut rendement des configurations.

Dans un premier temps, avec l'utilisation des courbes de rendement des groupes en fonction de la puissance débitée il devient possible d'identifier que certaines configurations sont inefficaces par rapport à d'autres. Dans le cas où une configuration inefficace est "entourée" de configurations efficaces, comme c'est le cas du village 1, il a été vu qu'il était impératif de l'enlever des choix potentiels de production. En effet la Figure 5.2 montre que même sans optimisation la consommation était largement inférieure. En revanche, dans le cas des villages 2 et 3 le fait de choisir les configurations n'a pas été particulièrement bénéfique en terme de meilleurs résultats.

Dans un deuxième temps, les résultats d'optimisation superposés aux courbes de rendements ont montrés que les seuils des règles ultimes peuvent agir comme des valeurs limites faisant la transition entre les zones de plus haut rendement des moyens de production disponibles. En plus, il semblerait qu'il est en réalité assez simple d'établir ces valeurs limites des règles ultimes de la stratégie de commande, seulement on observant les courbes de rendement. Par ailleurs, le lien entre les seuils ultimes et les courbes de rendement peut donner un indice supplémentaire au moment d'aborder la question du dimensionnement et de l'optimisation de la stratégie de commande.

Concernant les règles d'anticipation, il est cependant difficile de tirer des observations par rapport aux résultats obtenus. En effet, le domaine très étendu des paramètres des moyennes roulantes (s'appliquant aux règles d'anticipation) rendait très difficile leur interprétation.

Concernant les résultats sur l'éolien, ils sont cohérents avec les résultats avec diesel seulement puisqu'ils permettent de tirer les mêmes conclusions. En effet, le seuil ultime permettant de passer à la configuration supérieure est repoussé à l'extrême et le seuil ultime permettant de diminuer la capacité de production permet d'exploiter la plus haute efficacité de la configuration inférieure dès que cela est possible.

Avec l'observation du fait que les paramètres des règles ultimes agissent comme des points de transition et que lorsque la charge oscille autour de ces points de transition, le nombre d'arrêts et démarrages augmente (voir Section 5.6), on pourrait espérer contrôler ces derniers.

À priori il semblerait que, pour une charge donnée, un dimensionnement puisse être établi

pour que ces zones de transitions claires, correspond aux règles ultimes, puissent ne pas coïncider avec des intervalles de puissance où la charge oscille fréquemment. Ceci serait vrai pour une année donnée et permettrait de limiter le nombre d'arrêts et démarrages. En revanche, la charge augmentant tous les ans, ceci ne serait plus vrai au bout de quelques années. Et le dimensionnement des équipements ne pouvant être réalisé qu'après leur fin de vie, le problème ne sera pas réglé. Dans le cas où le décalage de la charge se produit assez lentement (et permet une bonne adéquation des paramètres des règles ultimes pendant la totalité de la durée de vie de l'équipement), il pourrait y avoir un intérêt à mettre en place cette approche.

CHAPITRE 6 CONCLUSION

6.1 Synthèse des travaux

L'optimisation de la stratégie de commande est née du besoin de réduire les pertes d'exploitation liées aux réseaux autonomes qui peuvent atteindre plus de 125 millions de dollars par an pour Hydro-Québec.

L'objectif principal du projet était de minimiser la consommation de diesel en agissant uniquement sur les paramètres régulant les règles de transition contenues dans la stratégie de commande. En plus, il était espéré d'améliorer les connaissances générales du problème, en vue de proposer d'autres améliorations futures.

Afin de satisfaire cet objectif, l'emploi de la librairie d'optimisation NOMAD et du simulateur de réseaux autonomes OPERA ont été retenus.

La stratégie de commande implémentée dans le simulateur, reprenant celle existante aux réseaux autonomes, est basée sur l'existence de configurations, composées d'un ou plusieurs groupes diesel, permettant de palier aux variations de la charge. Dans ce contexte, deux types de règles existent, des règles permettant de passer à la configuration supérieure et des règles permettant de passer à la configuration inférieure. Concernant le passage à la configuration supérieure, il existe une règle dite ultime, forçant le passage au delà d'une limite précise et une règle de passage dite d'anticipation, permettant le passage lorsque la charge tend à augmenter au delà d'une autre certaine valeur prédéterminée. Concernant le passage à la configuration inférieure, il n'existait qu'une règle d'anticipation.

Une première phase d'optimisation a conduit à deux modifications majeures des règles d'exploitation. La première modification consistait à ajouter une règle de transition ultime concernant le passage à la configuration inférieure. La deuxième modification consistait à ajouter la possibilité de choisir spécifiquement les configurations retenues dans la simulation. Cette dernière modification est née de la nécessité d'éliminer certaines configurations moins efficaces et a été mise en évidence par l'utilisation des courbes de rendements des configurations en fonction de la puissance débitée.

Aussi, un mécanisme de préemption a été mis en place afin de réduire les coûts de calcul. Il fonctionne de façon à ce qu'en cours de simulation, si à partir d'un certain avancement (inférieur à 100 %), déterminé par l'utilisateur, la consommation de diesel est supérieure à une valeur déjà atteinte de f , alors la simulation est interrompue. La préemption ne s'est pas révélée utile lors de ce projet. En effet, à aucun moment celle-ci a été activée et a

interrompue une simulation. Il s'ensuit que la préemption était efficace lorsque des variations très importantes de f pouvait avoir lieu, comme dans le cas des modèles hydrologiques avec lesquels elle a été mise en place. En revanche, dans le cas du problème abordé où d'une évaluation à l'autre de la boîte noire les variations ne sont pas très significatives, le mécanisme de préemption n'est pas requis.

À ce stade du projet, le concept de saisonnalité a été mis de côté afin de se concentrer sur l'identification des valeurs optimales en lien avec les courbes de rendement.

Trois instances d'optimisation ont été conduites lors du projet : l'optimisation d'un jeu de seuils universel pour tous les villages, l'optimisation d'un jeu de seuils par village et, finalement, l'optimisation d'un jeu de seuils par configuration par village.

La première instance a démontré qu'il n'était pas avantageux d'avoir un jeu de seuils unique pour l'ensemble des villages et que le jeu de seuils actuel n'était adapté à aucun réseau autonome, justifiant de même le travail actuellement réalisé.

La deuxième instance d'optimisation a démontré que dans le cas où une configuration de rendement inférieure se situait entre deux configurations de rendements plus élevés et que ces dernières étaient en mesure de reprendre la charge, il était préférable d'éliminer la configuration à rendement moins élevé.

L'optimisation d'un jeu de seuils par configuration par village était à prime abord difficile étant donné le nombre très important d'évaluations. Afin de palier à ceci, la structure connue du problème a été exploitée en plus d'une réduction du domaine de certaines variables. Deux approches exploitant la structure ont été utilisées, la première optimisant le jeu de paramètres d'une seule configuration à la fois et la deuxième optimisant un type de règle à la fois : ultime d'abord, d'anticipation ensuite.

La première approche nécessitant l'emploi des résultats de l'optimisation précédente s'est avérée très coûteuse en terme d'évaluations et les résultats d'un village sur les trois ont pu être améliorés.

Ce village était le seul à être composé de trois configurations, tandis que les deux autres étaient composés de deux configurations uniquement. Ainsi il a été supposé que dans le cas où seul deux configurations produisent, un jeu unique permet d'avoir des seuils spécifiques à deux configurations puisque la moitié du jeu de paramètres s'applique à la configuration inférieure, qui ne peut qu'augmenter la capacité, et l'autre moitié s'applique à l'autre configuration, qui ne peut que diminuer la capacité.

La deuxième approche s'est avérée très performante en terme de coûts d'optimisation et les résultats étaient équivalents à ceux de l'approche précédente, optimisant une configuration à

la fois.

Ainsi il a été recommandé dans le cas d'un village à deux configurations ou moins d'utiliser la méthode de l'optimisation d'un jeu de seuils par village. Étant donné que cette méthode est coûteuse, si le budget en temps de calcul est limité, il pourrait cependant être préférable d'utiliser la méthode optimisant un jeu de seuils pour chaque configuration par type de règles avec plusieurs points de départs pour intensifier la recherche à moindre coût.

Dans le cas où un village possède plus de deux configurations, il est recommandé d'employer la méthode optimisant un jeu de paramètres par configuration pour chaque village. Les coûts de calculs étant très réduits, il serait également recommandé d'intensifier la recherche de solution par la définition de plusieurs points de départs à l'optimisation, afin de ne pas limiter la possibilité de trouver de meilleures solutions, bien qu'à priori les solutions générées par cette méthode semblent être optimales ou proches de l'optimum.

Concernant les valeurs optimales obtenues, il a été vu que les seuils des règles ultimes pouvaient être directement estimés d'après les courbes de rendements des configurations en fonction de la puissance débitée pour les trois villages. En effet, ces règles ultimes permettent de réduire la consommation de diesel lorsqu'elles agissent comme points de transition entre les rendements élevés des configurations. Ceci a également été vérifié dans le cas de l'optimisation en présence d'éolien. Les courbes de rendements dépendent des groupes diesel disponibles et leur choix dépend du dimensionnement. Ainsi, le lien entre les seuils ultimes et les courbes de rendement est un lien entre la stratégie de commande et le dimensionnement.

En revanche, les valeurs optimales concernant les règles d'anticipation étaient très difficilement interprétables dans les conditions de réalisation du projet.

Concernant les arrêts et démarrages, en cumulant les résultats des trois villages, ils sont moins nombreux qu'au cas de base. Le village 2 subit une augmentation importante de leur nombre tandis que les villages 1 et 3 subissent une réduction. Ainsi il s'emblerait qu'il soit possible de réduire le nombre d'arrêts et démarrage, on estime que ceux-ci sont favorisés lorsque la charge oscille entre des valeurs proches des zones de transitions claires, définies par les paramètres des règles ultimes CritU et Crit8. Ainsi, ceci pourrait être pris en compte lors du dimensionnement de nouveaux équipements en fonction de la charge afin de limiter le nombre d'arrêts et démarrages.

Théoriquement, les résultats obtenus avec le simulateur permettent des économies totales aux trois villages de l'ordre de 1,90 %. Généralisées à l'ensemble des réseaux autonomes du Nunavik, ces économies pourraient permettre une réduction substantielle des pertes d'exploitation annuelle et ce, en modifiant uniquement quelques paramètres par village, sans avoir à

investir dans de nouveaux équipements.

6.2 Limitations de la solution proposée

Un lien a été établi entre les règles ultimes et les points de transitions optimaux des courbes de rendements (et une partie du dimensionnement), en revanche la question de l'utilité des règles d'anticipation subsiste. Dans le nouveau contexte établi où les règles ultimes servent de points de transition clairs aux zones de rendement efficaces, l'utilité des règles d'anticipation serait d'anticiper une zone de transition avant de l'atteindre complètement, afin de rendre les groupes moins vulnérables à des dépassement de capacité. D'après les résultats obtenus, il semblerait que l'optimisation des règles ultimes et des règles d'anticipation ne devrait pas être réalisée en même temps et si elle l'est, des dispositions particulières sont à prendre en compte. En effet, il existe un lien entre les deux types de règles et il rend difficile leur optimisation simultanée. Les paramètres gérants les moyennes roulantes (N1, D1, N5 et D5) peuvent retarder l'activation de la règle d'anticipation près de son seuil (S1, S5) et les valeurs des seuils ultimes (SU, S8) peuvent être activées avant. Or il est très difficile d'établir quelles sont les limites exactes. Il semblerait qu'étudier les données produites par le simulateur serait le seul moyen de le faire, mais celles-ci sont très nombreuses ce qui rend la tâche assez complexe.

Concrètement, ce qui a limité l'étude des règles d'anticipation dans le présent travail sont les bornes trop larges sur les paramètres des moyennes roulantes (D1, D5, N1, N5) et la définition erronée des contraintes gérées par la passerelle (voir Équation 4.1).

Les bornes trop larges ont limité l'étude des règles d'anticipation pour les raisons mentionnées plus haut, soit la différenciation difficile de l'effet des règles ultimes sur les règles d'anticipation.

D'autre part, les contraintes gérées par la passerelle ont été définies de façon erronée puisqu'il n'a pas été pris en compte que le critère progressif Crit5 s'applique sur la configuration précédente, tandis que le critère Crit8 s'applique sur la configuration en train de produire. Ainsi la contrainte assurant que $S8 < S5$ n'est pas cohérente et il aurait été préférable d'implémenter une contrainte comme suit : $P_{C_n} \cdot S8 < P_{C_{n-1}} \cdot S5$.

Cette erreur n'a pas pénalisé la compréhension du problème, cependant il se pourrait que les résultats actuels des seuils ultimes aient été affecté par celle-ci. En effet, l'optimisation des seuils ultimes était conduite en désactivant virtuellement l'effet des critères progressifs et il se pourrait qu'ils aient parfois été activés malgré tout lors de l'optimisation. Ainsi, il n'est pas impossible que les résultats d'optimisation puissent avoir été meilleurs.

Aussi, lors de l'optimisation de plusieurs jeux de paramètres par configuration, dans le cas

où un passage à la configuration précédente est requis, la règle vérifiant que le critère ultime du passage à la configuration supérieure ne sera pas immédiatement appliqué n'a pas été actualisé, voir Équation 3.7. En effet, dans le cas de paramètres différents par configurations, il devient nécessaire de considérer le seuil SU de la configuration précédente et non pas de la configuration produisant actuellement.

Aussi, un élément important à surveiller dans ce nouveau contexte est que certains groupes ne soient pas surutilisés à un point où leur durée de vie écourtée vient limiter l'impact des économies réalisées par la réduction de la consommation de diesel.

Avant d'implanter les résultats à un site réel il serait nécessaire de s'assurer que les seuils optimaux trouvés puissent être implantés sans violer des contraintes d'exploitation non prises en compte dans OPERA. Comme par exemple, une valeur trop élevée du seuil ultime SU qui risquerait de mettre en danger certains équipements.

Enfin, mentionnons que les valeurs optimales trouvées dépendent pleinement de la précision du simulateur. Ainsi, si des modifications étaient apportées à OPERA, qu'il s'agisse d'une meilleure calibration ou de l'ajout de contraintes d'exploitation non prises en compte auparavant, le jeu de paramètres optimaux serait à réévaluer.

6.3 Améliorations futures

D'après les résultats concernant les seuils ultimes, il semblerait qu'il soit possible de définir les paramètres régissant la stratégie de commande d'après les rendements des groupes. Ceci revient à relier le dimensionnement à la stratégie de commande. Pour que la méthode soit encore plus complète, il serait très avantageux de relier la charge à la stratégie de commande. De cette façon, la charge et le dimensionnement seraient reliés par la stratégie de commande. Pour ce, il serait intéressant d'évaluer la possibilité de relier les règles d'anticipation (la stratégie de commande) à la charge.

Concrètement, l'optimisation des règles d'anticipation pourrait d'abord être reprise en fixant les paramètres des moyennes roulantes (N1, D1, N5 et D5) à chaque instance d'optimisation afin de dégager des valeurs des seuils progressifs (S1, S5) plus révélateurs. Ces paramètres des moyennes roulantes pourraient ensuite être variés afin d'élaborer une analyse de sensibilité. Par la suite, lorsqu'une meilleure compréhension de ces paramètres sera dégagée, il serait très intéressant d'établir un mécanisme permettant de définir les valeurs de ces paramètres sans même conduire l'optimisation, comme il a été fait pour les valeurs des règles ultimes d'après les courbes de rendement.

Étant donné que la moyenne roulante dépend de la charge, il semblerait que ce soit cet

élément qu'il faudrait considérer pour parvenir à cela. Une autre piste serait d'exploiter les tendances régulières de la charge, comme le montre la Figure G.1. On peut voir qu'en été ou en hiver, la charge a des allures similaires, elle descend à certaines heures de la journée, il en est de même pour l'augmentation de la charge. Cette information pourrait être exploitée et reliée aux paramètres des moyennes roulantes (N1, D1, N5 et D5) afin de compléter une méthodologie permettant de définir de façon systématique des paramètres optimaux de la stratégie de commande en se basant sur des éléments du dimensionnement et de la charge. Afin d'augmenter la précision de ces paramètres N1, D1, N5 et D5 le concept de saisonnalité qui avait été mis de côté pourrait être repris ici. En effet, dans un contexte où ces paramètres visent à dégager des tendances de la charge, il pourrait y avoir intérêt à élaborer une structure permettant de moduler les valeurs de ces seuils selon la période de l'année.

Dans les simulations lancées, les maintenances étaient prises en compte. Les espacements entre chacune des maintenance étant très important, à aucun moment dans l'année de simulation pour les trois villages considérés un groupe a dû en subir une. Dans le cas où une maintenance doit s'opérer il deviendrait facile avec la méthode développée de déterminer de nouvelles valeurs des règles ultimes de la stratégie de commande permettant d'exploiter à haut rendement les groupes restants. Concrètement, il faudrait établir la totalité des configurations restantes produisant, éliminer les configurations non requises de la production, déterminer les valeurs des transitions permettant d'exploiter les zones de plus haut rendement et spécifier ces valeurs dans la stratégie de commande.

Terminons en mentionnant que le présent travail a démontré qu'une approche d'optimisation des paramètres de la stratégie de commande permet de réduire la consommation de diesel des réseaux autonomes du Québec et qu'il y a un intérêt à continuer à explorer cette piste de recherche. D'autre part, bien qu'il ne s'agisse ici que d'une première approche, des liens ont été établis entre les paramètres des règles d'opération et les caractéristiques propres aux villages, ouvrant la porte à la définition future des paramètres d'après les équipements en place et la nature de la charge sans avoir à employer une méthode d'optimisation.

RÉFÉRENCES

- M. Abramson, C. Audet, J. Dennis, Jr., et S. Le Digabel, “OrthoMADS : A Deterministic MADS Instance with Orthogonal Directions”, *SIAM Journal on Optimization*, vol. 20, no. 2, pp. 948–966, 2009. DOI : 10.1137/080716980. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1137/080716980>
- A. Ahmadi et M. Pedrasa, “Optimal design of hybrid renewable energy system for electrification of isolated grids”, dans *TENCON 2012 - 2012 IEEE Region 10 Conference*, Nov 2012, pp. 1–6. DOI : 10.1109/TENCON.2012.6412230
- Alaska Center for Energy and Power, “An investigation of flow battery storage systems for islanded grids in alaska”, 2012, accessed : 2015-08-25. En ligne : <http://acep.uaf.edu/media/53137/ACEP-Final-Project-Report.pdf>
- C. Audet, S. Le Digabel, et C. Tribes, “NOMAD user guide”, Les cahiers du GERAD, Rapp. tech. G-2009-37, 2009. En ligne : https://www.gerad.ca/nomad/Downloads/user_guide.pdf
- C. Audet et J. E. Dennis, Jr., “Mesh adaptive direct search algorithms for constrained optimization”, *SIAM J. on Optimization*, vol. 17, no. 1, pp. 188–217, Jan. 2006. DOI : 10.1137/040603371. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1137/040603371>
- P. Bajpai et V. Dash, “Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications : A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 2926 – 2939, 2012. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.009>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001025>
- T. Barbier, M. F. Anjos, et G. Savard, “Optimization of diesel, wind and battery hybrid power systems”, Rapp. tech. Les Cahiers du GERAD G-2014-02, 2014. En ligne : <http://www.gerad.ca/fr/papers/G-2014-02/view>
- J. L. Bernal-Agustin et R. Dufo-Lopez, “Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 8, pp. 2111 – 2118, 2009. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.010>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109000215>
- S. Berrazouane et K. Mohammedi, “Parameter optimization via cuckoo optimi-

zation algorithm of fuzzy controller for energy management of a hybrid power system”, *Energy Conversion and Management*, vol. 78, pp. 652 – 660, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.11.018>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413007395>

N. Bizon, “Load-following mode control of a standalone renewable/fuel cell hybrid power source”, *Energy Conversion and Management*, vol. 77, pp. 763 – 772, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.035>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413006705>

D. Carriere, “Arctique : l’éolienne de tous les défis”, 2015, accessed : 2015-08-25. En ligne : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/science/2015/03/13/002-eolienne-enercon-arctique-raglan.shtml>

M. Carvalho, A. Romero, G. Shields, et D. Millar, “Optimal synthesis of energy supply systems for remote open pit mines”, *Applied Thermal Engineering*, vol. 64, no. 1–2, pp. 315 – 330, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.040>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S135943111300937X>

M. Carvalho et D. L. Millar, “Concept development of optimal mine site energy supply”, *Energies*, vol. 5, no. 11, p. 4726, 2012. DOI : 10.3390/en5114726. En ligne : <http://www.mdpi.com/1996-1073/5/11/4726>

A. Chauhan et R. Saini, “A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications : Configurations, storage options, sizing methodologies and control”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 99 – 120, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.079>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114004043>

J. Clavier, F. Bouffard, D. Rimorov, et G. Joos, “Generation dispatch techniques for remote communities with flexible demand”, *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 6, no. 3, pp. 720–728, July 2015. DOI : 10.1109/TSTE.2015.2408335

A. R. Conn, K. Scheinberg, et L. N. Vicente, *Introduction to Derivative-Free Optimization*. Philadelphia, PA, USA : Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009.

C. Davis, “Theory of positive linear dependence”, *Amer. J. Math.*, vol. 76, no. 4, pp. 733–746, 1954. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1137/080716980>

A. Dimeas et N. Hatziargyriou, “Operation of a multiagent system for microgrid control”,

Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455, Aug 2005. DOI : 10.1109/TPWRS.2005.852060

R. Dufo-Lopez, “ihoga v2.2 user manual”, 2014. En ligne : http://personal.unizar.es/rdufo/images/ihoga/User_Manual.pdf

E. Fermi et N. Metropolis, “Numerical solution of a minimum problem”, Los Alamos National Laboratory, Los Alamos, USA, Los Alamos Unclassified Report LA-1492, 1952.

A. S. Fini, M. P. Moghaddam, et M. Sheikh-El-Eslami, “An investigation on the impacts of regulatory support schemes on distributed energy resource expansion planning”, *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 339 – 349, 2013. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.11.028>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811200763X>

A. Forcione, “Demande r-3648-2007-phase2-annexe 1 : Rapport d’expertise”, Hydro-Québec Distribution, Rapp. tech., 2008, accessed : 2015-08-15. En ligne : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-68HQD-06-01_annexe1_3648-2_23mai08.pdf

K. Fowler, J. Reese, C. Kees, J. D. Jr., C. Kelley, C. Miller, C. Audet, A. Booker, G. Couture, R. Darwin, M. Farthing, D. Finkel, J. Gablonsky, G. Gray, et T. Kolda, “Comparison of derivative-free optimization methods for groundwater supply and hydraulic capture community problems”, *Advances in Water Resources*, vol. 31, no. 5, pp. 743 – 757, 2008. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.advwatres.2008.01.010>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0309170808000110>

F. Garcia et C. Bordons, “Optimal economic dispatch for renewable energy microgrids with hybrid storage using model predictive control”, dans *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, Nov 2013, pp. 7932–7937. DOI : 10.1109/IECON.2013.6700458

L. Gelazanskas et K. A. Gamage, “Demand side management in smart grid : A review and proposals for future direction”, *Sustainable Cities and Society*, vol. 11, pp. 22 – 30, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2013.11.001>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670713000632>

M. Ghazvini, A. Abbaspour-Tehrani-Fard, M. Fotuhi-Firuzabad, et M. Othman, “Optimizing size and operation of hybrid energy systems”, dans *Power Engineering and Optimiza-*

tion Conference (PEOCO), 2013 IEEE 7th International, June 2013, pp. 489–494. DOI : 10.1109/PEOCO.2013.6564598

D. Giaouris, A. I. Papadopoulos, C. Ziogou, D. Ipsakis, S. Voutetakis, S. Papadopoulou, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, et C. Elmasides, “Performance investigation of a hybrid renewable power generation and storage system using systemic power management models”, *Energy*, vol. 61, pp. 621 – 635, 2013. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.016>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213007676>

F. Habenschuss, “How to choose the correct programming language”, 2011, accessed : 2015-05-24. En ligne : <http://www.controleng.com/single-article/how-to-choose-the-correct-programming-language/9a679766d4.html>

A. Haruni, M. Negnevitsky, M. Haque, et A. Gargoom, “A novel operation and control strategy for a standalone hybrid renewable power system”, *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 2, pp. 402–413, April 2013. DOI : 10.1109/TSTE.2012.2225455

S. S. S. Hosseini, A. Jafarnejad, A. H. Behrooz, et A. H. Gandomi, “Combined heat and power economic dispatch by mesh adaptive direct search algorithm”, *Expert Systems with Applications*, vol. 38, no. 6, pp. 6556 – 6564, 2011. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2010.11.083>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417410013217>

Hydro-Québec, “Plan d’approvisionnement 2008-2017 des réseaux autonomes”, 2007, accessed : 2015-06-08. En ligne : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-1-HQD-02-01_3648_01nov07.pdf

—, “Hydro-québec production”, 2014, accessed : 2015-09-28. En ligne : <http://www.hydroquebec.com/production/index.html>

—, “Hydro-québec sustainability report 2014”, 2014, accessed : 2015-08-12. En ligne : http://www.hydroquebec.com/publications/en/docs/sustainability-report/rdd_2014_en.pdf

—, “Réseaux autonomes portrait d’ensemble et perspectives d’avenir 2011”, 2011, accessed : 2015-06-08. En ligne : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/40/DocPrj/R-3776-2011-B-0058-DEMANDE-PIECE-2011_08_01.pdf

—, “Tarifs résidentiels d’hydro-québec”, 2015, accessed : 2015-08-19.

En ligne : <http://www.hydroquebec.com/residentiel/comprendre-la-facture/tarification/tarifs-residentiels-d-electricite/tarif-d/>

F. Katiraei et C. Abbey, “Diesel plant sizing and performance analysis of a remote wind-diesel microgrid”, dans *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, June 2007, pp. 1–8. DOI : 10.1109/PES.2007.386275

A. Kosek et K. Heussen, “Fair division of generation profile and fuel consumption in isolated micro-grids”, dans *Intelligent Energy Systems (IWIES), 2014 IEEE International Workshop on*, Oct 2014, pp. 76–81. DOI : 10.1109/IWIES.2014.6957050

S. Kumar et D. Chaturvedi, “Optimal power flow solution using fuzzy evolutionary and swarm optimization”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 47, pp. 416 – 423, 2013. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.019>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151200662X>

K. Kusakana et H. J. Vermaak, “Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling”, *Renewable Energy*, vol. 67, pp. 97 – 102, 2014, renewable Energy for Sustainable Development and Decarbonisation. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.025>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113006034>

T. Lambert, P. Gilman, et P. Lilienthal, *Micropower System Modeling with Homer*. John Wiley & Sons, Inc., 2006, pp. 379–418. DOI : 10.1002/0471755621.ch15. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1002/0471755621.ch15>

S. Le Digabel, “Algorithm 909 : NOMAD : Nonlinear optimization with the MADS algorithm”, *ACM Transactions on Mathematical Software*, vol. 37, no. 4, pp. 1–15, 2011.

S. Le Digabel et S. Wild, “A taxonomy of constraints in simulation-based optimization”, 2015. En ligne : http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2015/05/4931.pdf

N. H. Lipman, “An analysis of the integration problem for wind power inputs into small grid systems”, *Wind Engineering*, vol. 8, pp. 9–18, 1984.

T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, et H. N. Aung, “Multiagent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator”, *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 2, pp. 925–933, June 2012. DOI : 10.1109/TSG.2012.2189028

Y. Luo, L. Shi, et G. Tu, “Optimal sizing and control strategy of isolated grid with wind power and energy storage system”, *Energy Conversion and Management*, vol. 80, pp. 407

– 415, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.061>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041400106X>

MecaTech, “Glaçage moteur, causes et solutions”, 2007, accessed : 2015-08-25. En ligne : <http://www.mt-performances.com/PDF/18102007170127GL.pdf>

F. A. Mohamed et H. N. Koivo, “System modelling and online optimal management of microgrid using mesh adaptive direct search”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 398 – 407, 2010. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.11.003>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509001768>

M. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, et Z. Salameh, “A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation : Configurations, control, and applications”, *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, Oct 2011. DOI : 10.1109/TSTE.2011.2157540

A. Raghimi, M. Hamzeh, et M. Ameli, “Optimal power management in a microgrid with multiple electronically interfaced dg units”, dans *Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC), 2014 5th*, Feb 2014, pp. 90–95. DOI : 10.1109/PEDSTC.2014.6799350

M. A. Ramli, A. Hiendro, K. Sedraoui, et S. Twaha, “Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in saudi arabia”, *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 489 – 495, 2015. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.028>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114006557>

S. Razavi, B. A. Tolson, L. S. Matott, N. R. Thomson, A. MacLean, et F. R. Seglenieks, “Reducing the computational cost of automatic calibration through model preemption”, *Water Resources Research*, vol. 46, no. 11, pp. n/a–n/a, 2010, w11523. DOI : 10.1029/2009WR008957. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1029/2009WR008957>

S. Rehman, I. El-Amin, F. Ahmad, S. Shaahid, A. Al-Shehri, J. Bakhashwain, et A. Shash, “Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 4, pp. 635 – 653, 2007. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2005.05.003>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032105000560>

P. Rejcek, “McMurdo plant upgrade project comes to completion”, 2011, accessed : 2015-08-25. En ligne : http://antarcticsun.usap.gov/features/images2/powerplant_

engineroom_people.jpg

L. Rios et N. Sahinidis, “Derivative-free optimization : a review of algorithms and comparison of software implementations”, *Journal of Global Optimization*, vol. 56, no. 3, pp. 1247–1293, 2013. DOI : 10.1007/s10898-012-9951-y. En ligne : <http://dx.doi.org/10.1007/s10898-012-9951-y>

Schneider-Electric, “Telecatalog - automatismes et contrôle”, 2009, accessed : 2015-09-02. En ligne : <http://www.e-catalogue.schneider-electric.fr/navDoc/catalog/a4/catalogue/pdf/chapitre/A4C.pdf>

M. Sharafi et T. Y. El Mekkawy, “Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using pso-simulation based approach”, *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 67 – 79, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.011>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000408>

J. Soares, M. Silva, T. Sousa, Z. Vale, et H. Morais, “Distributed energy resource short-term scheduling using signaled particle swarm optimization”, *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 466 – 476, 2012, 8th World Energy System Conference, 2010. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.022>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212002137>

J. Torreglosa, P. García, L. Fernández, et F. Jurado, “Hierarchical energy management system for stand-alone hybrid system based on generation costs and cascade control”, *Energy Conversion and Management*, vol. 77, pp. 514 – 526, 2014. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.031>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413006663>

X. Wang, A. Palazoglu, et N. El-Farra, “Operation of residential hybrid renewable energy systems : Integrating forecasting, optimization and demand response”, dans *American Control Conference (ACC)*, 2014, June 2014, pp. 5043–5048. DOI : 10.1109/ACC.2014.6859105

T. M. Weis et A. Ilinca, “The utility of energy storage to improve the economics of wind–diesel power plants in Canada”, *Renewable Energy*, vol. 33, no. 7, pp. 1544 – 1557, 2008. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2007.07.018>. En ligne : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107002753>

—, “Assessing the potential for a wind power incentive for remote villages in Canada”, *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 5504 – 5511,

2010. DOI : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.039>. En ligne :
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510003137>

ANNEXE A COURBES DE RENDEMENT INITIALES DES GROUPES

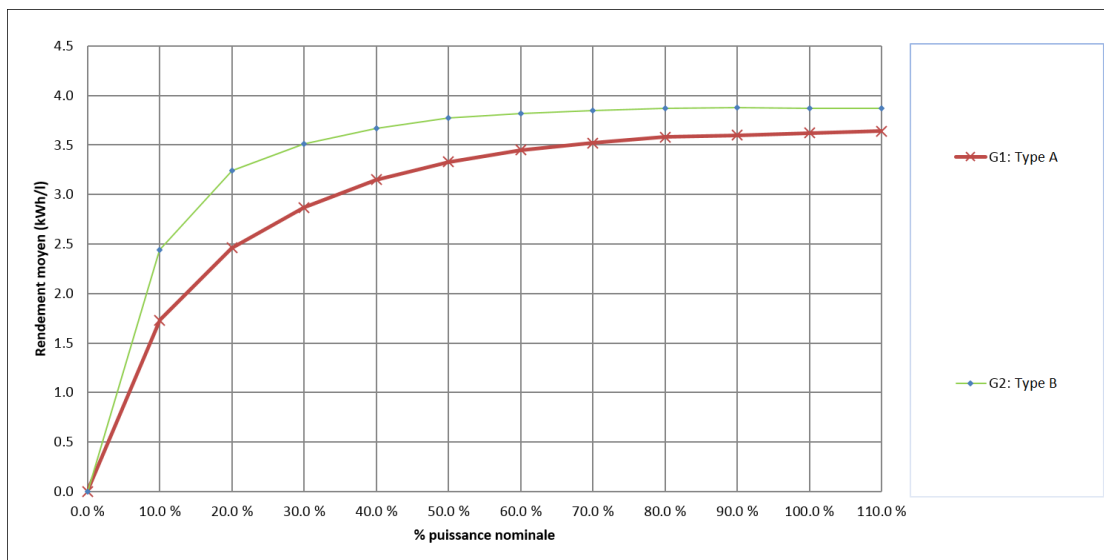


Figure A.1 Courbes de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 1

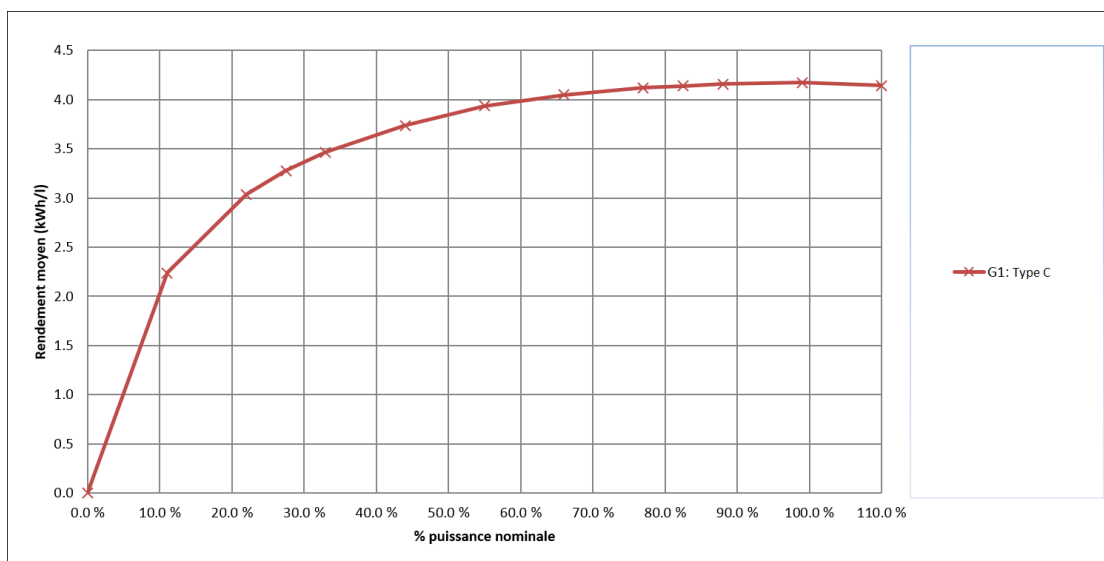


Figure A.2 Courbe de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 2

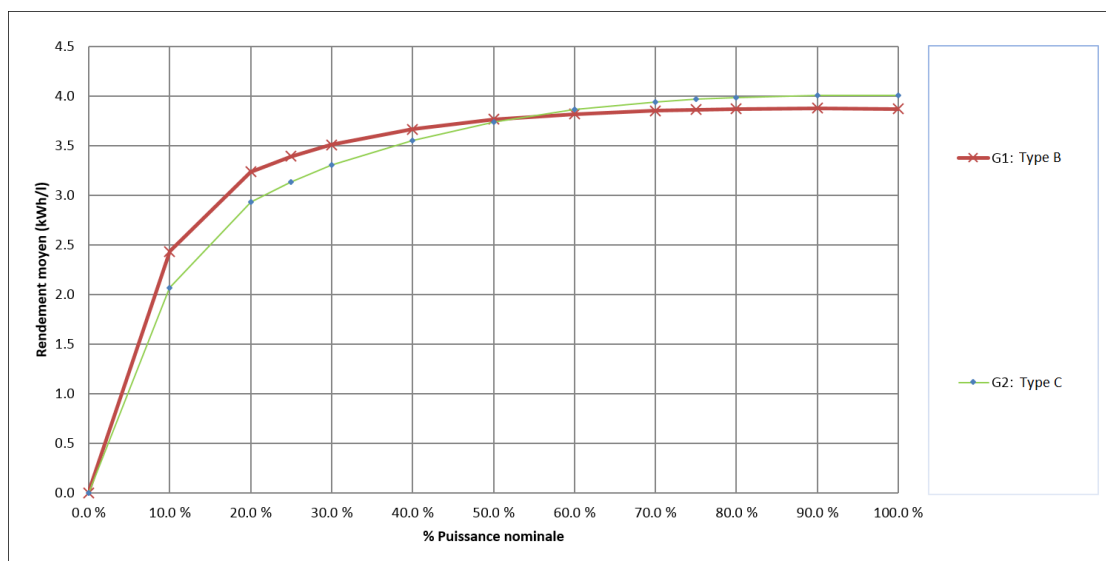


Figure A.3 Courbes de rendement en fonction du pourcentage de la puissance nominale pour le village 3

ANNEXE B RENDEMENTS DES CONFIGURATIONS AVANT ET APRÈS AJUSTEMENT DES COURBES POUR LES VILLAGES 2 ET 3

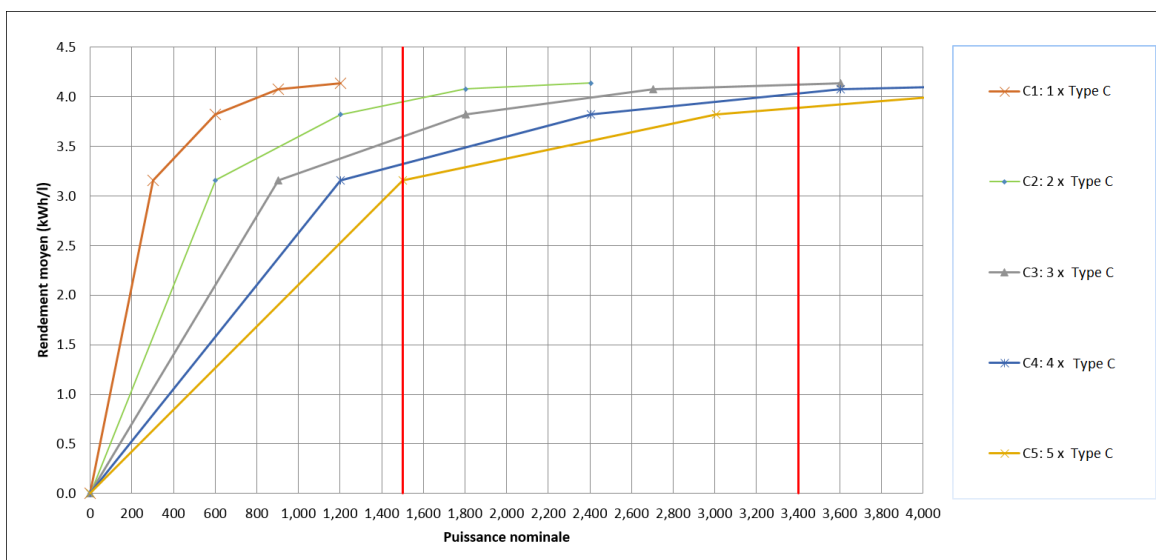


Figure B.1 Courbes de rendement des configurations avant l'ajout des valeurs plus précises pour le village 2

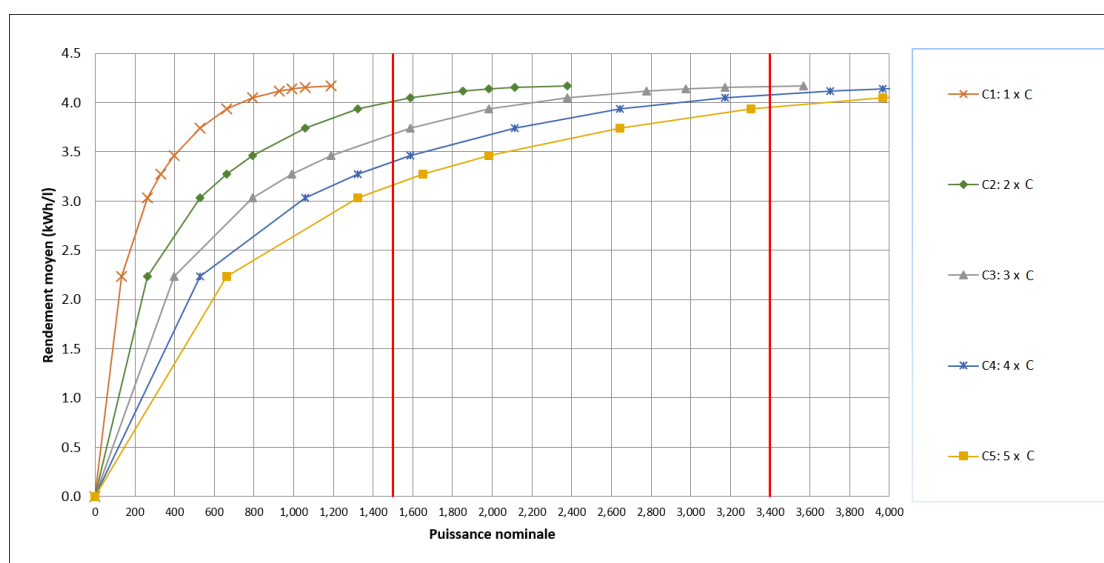


Figure B.2 Courbes de rendement des configurations après l'ajout des valeurs plus précises pour le village 2

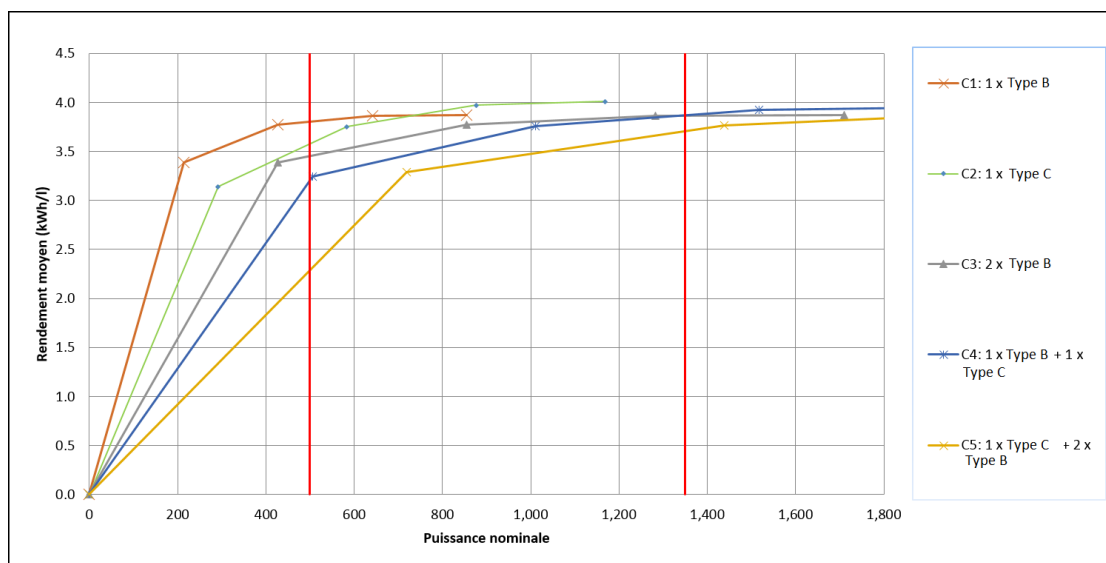


Figure B.3 Courbes de rendement des configurations avant l'ajout des valeurs plus précises pour le village 3

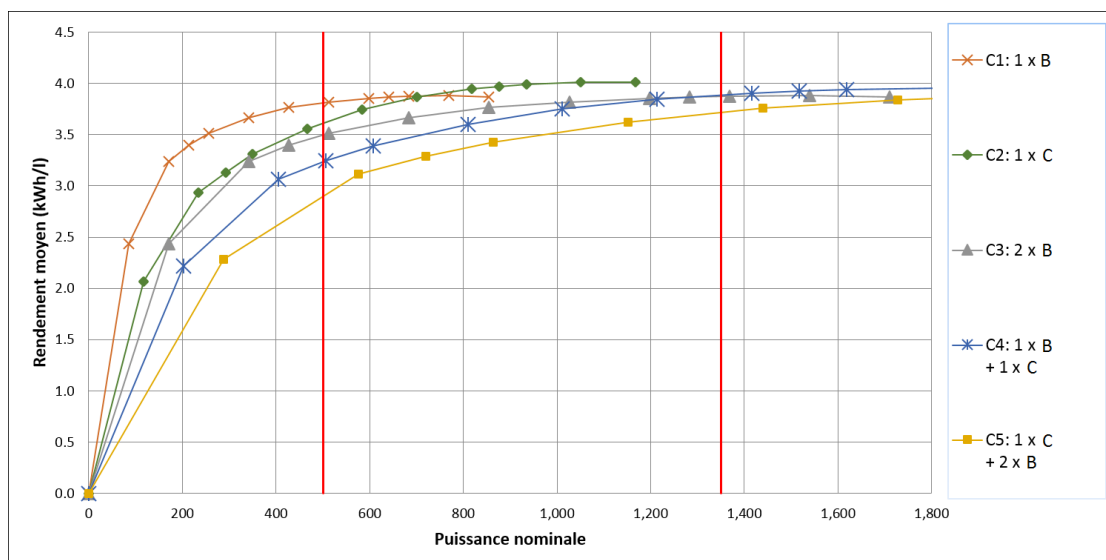
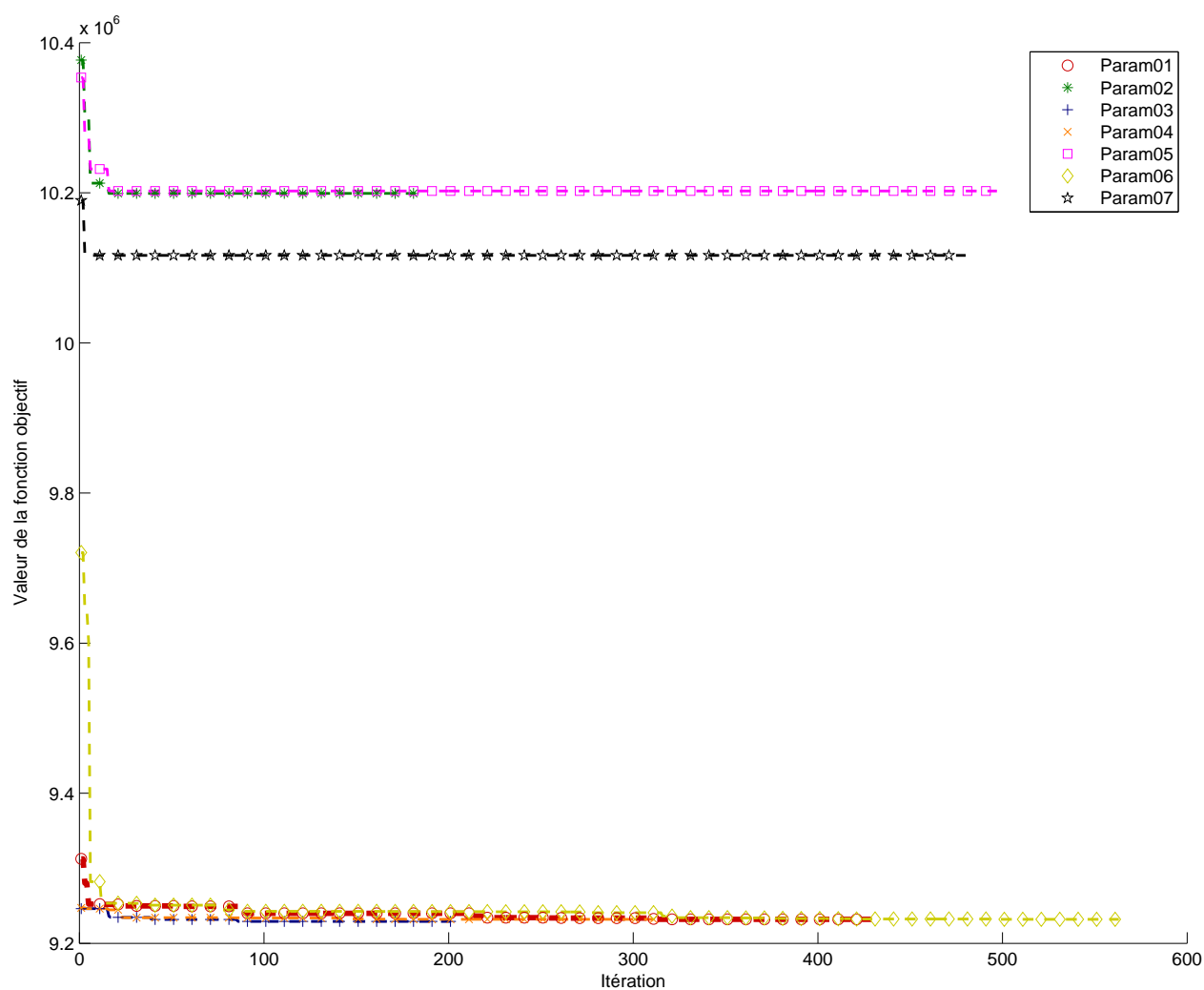


Figure B.4 Courbes de rendement des configurations après l'ajout des valeurs plus précises pour le village 3

ANNEXE C GRAPHIQUE DE CONVERGENCE DE L'OPTIMISATION D'UN JEU DE PARAMÈTRES UNIVERSEL POUR TOUS LES VILLAGES



ANNEXE D DÉFINITION DES PARAMÈTRES DE NOMAD

BB_EXE

Il s'agit de la liste des programmes boîtes noires exécutables.

BB_OUTPUT_TYPE

Ce paramètre définit le type de sorties pour chaque élément renvoyé à NOMAD après évaluation de la boîte noire. Les types de sorties peuvent être la fonction à minimiser $f(x)$, la quantité par laquelle les contraintes $c_j(x)$ sont violées (rappelons que $\omega = x \in X : c_j(x) \leq 0, j \in J$) ou n'importe quel autre élément que NOMAD ne prendrait pas en compte, mais qui serait utile pour l'utilisateur.

BB_REDIRECTION

Il s'agit d'un paramètre binaire (*yes/no*) qui par défaut est à *yes*. Dans ce cas-ci, il laisse à NOMAD le soin de générer le fichier de sortie dans lequel les valeurs correspondant à BB_OUTPUT_TYPE sont retournées après l'évaluation de la boîte noire. Si spécifié à *no*, c'est la boîte noire qui est responsable de la création du fichier de sortie retourné à NOMAD.

DIMENSION

Il s'agit d'un nombre entier spécifiant le nombre de variables du problème.

BB_INPUT_TYPE

Il s'agit du type de variables. Elles peuvent être réelles continues, catégoriques, binaires ou entières. Dans le fichier paramètre, on peut les inscrire de deux façons pour chaque type de variables, soit respectivement : R/Real, C/Cat, B/Bin et I/Int.

LOWER_BOUND

Il s'agit de la borne inférieure sur les variables proposées par NOMAD.

UPPER_BOUND

Il s'agit de la borne supérieure sur les variables proposées par NOMAD.

X0

Il s'agit du point de départ pour l'optimisation imposé à NOMAD, si spécifié.

DIRECTION_TYPE

Il s'agit de l'algorithme employé et du nombre de directions.

ANNEXE E PARAMÉTRISATION DU PROBLÈME À L'ÉTUDE

Définition de la fonction objectif

La fonction objectif est la consommation de diesel au long de la période de simulation. L'objectif de l'optimisation correspond à la minimisation de la consommation cumulée de diesel au cours de la durée de la simulation (voir Équation 3.9).

Définition des variables de décision

Dans l'expression d'un problème avec NOMAD, les variables de décision correspondent au vecteur x . Dans le problème d'optimisation étudié, il s'agit des seuils et des périodes de temps sur lesquels sont calculés les critères C1, C5 et CU modifiant les configurations de génératrices diesel, soit : S1, S5, SU, D1, D5, N1 et N5. Ainsi, définissons le vecteur x de la façon suivante :

$$x = \begin{pmatrix} S1 \\ S5 \\ SU \\ D1 \\ D5 \\ N1 \\ N5 \end{pmatrix} \quad (E.1)$$

Reprenons les paramètres à définir requis dans le cadre du projet..

BB_EXE

Le simulateur OPERA est contenu dans un fichier Excel. Ce dernier ne peut être appelé par un appel système. Ainsi, si dans le fichier paramètre on définit BB_EXE comme étant *OPERA.xls*, lorsque NOMAD et le fichier paramètre sont appelés avec une ligne de commande dans le répertoire pour l'optimisation (voir Section 3.2.3), OPERA ne sera pas lancé. L'utilisation d'un script VBS faisant le lien entre NOMAD et le fichier Excel (OPERA) est un moyen de contourner ce problème.

Ainsi, pour contourner ce problème, on définit BB_EXE comme étant un fichier *Passerelle.vbs*.

BB_OUTPUT_TYPE

Dans le fichier de retour de NOMAD, quatre sorties sont attendues pour chaque évaluation. Elles sont retournées dans l'ordre suivant : la consommation de diesel ($f(x)$), l'avancement de la simulation, le nombre d'arrêts et démarrages des génératrices diesel et les déficits de

satisfaction de la charge.

L'avancement de la simulation sera généralement de 100%, cependant dans le cas où la simulation ait été interrompue en cours de route, la valeur sera inférieure à 100% et informera l'utilisateur de la non-complétion.

Le nombre d'arrêts et démarrages est une variable pertinente à contrôler puisque plus son nombre est important, plus une maintenance pourrait être requise. Il est très complexe de quantifier au bout de combien d'arrêts et démarrages la maintenance est requise, cependant, observer une augmentation ou une diminution d'arrêts et démarrage lorsqu'une certaine solution est proposée par NOMAD est un élément supplémentaire jugeant de la pertinence de l'implantation de ces résultats.

Les déficits de satisfaction de charge sont des éléments pouvant également juger de la pertinence de l'application des résultats.

Pour NOMAD, seul $f(x)$ est utile, les autres éléments ne sont pas requis pour la recherche de solutions. Cependant, pour l'utilisateur ces éléments sont essentiels. Ainsi, dans le fichier paramètre, on définit *BB_OUTPUT_TYPE* de la façon suivante :

BB_OUTPUT_TYPE	OBJ	NOTHING	NOTHING	NOTHING
----------------	-----	---------	---------	---------

Tous les éléments seront affichés par NOMAD, mais seule la consommation de diesel sera prise en compte en tant qu'objectif.

BB_REDUCTION

La gestion du fichier de sortie est faite via la passerelle. Ainsi, on définit *BB_REDUCTION* à *NO*. Cette gestion du fichier de sortie par la passerelle implique sa création, son écriture et sa destruction.

DIMENSION

Il y a sept variables de décision identifiées à ce problème d'optimisation, elles correspondent aux seuils constituant les critères C1, C5 et CU. Ainsi, on définit *DIMENSION* à 7.

BB_INPUT_TYPE

Il existe trois catégories de variables différentes, d'abord il y a S1, S5 et SU qui sont des pourcentages, ensuite il y a D1 et D5 qui sont un nombre de valeurs discrètes et finalement il y a N1 et N5 qui correspondent à un nombre de valeurs également.

S1, S5 et SU pourraient être considérés comme des entiers à deux décimales, puisque OPERA permet cette précision,

Cependant, il faut noter qu'autant de précision sur ces seuils risque de ne pas être pertinent puisque l'optimisation porte sur un simulateur reproduisant un phénomène réel, une certaine

imprécision existe. Autant de précision sur un des seuils permettrait d’avoir une très bonne optimisation du simulateur, mais ne serait en réalité pas garant du gain supplémentaire à un site réel. En plus, limiter l’étude à des variables entières permettrait de limiter le domaine des solutions et d’économiser un grand nombre d’appels de la boîte noire, qui sont très couteux dans le processus d’optimisation en terme de temps.

Ainsi, toutes les variables sont des entiers.

LOWER_BOUND et UPPER_BOUND

Afin de laisser à NOMAD la possibilité d’explorer des solutions étendues, des bornes assez larges seront spécifiées.

La borne inférieure sur S1, S5 et SU est spécifiée à 30%.

Pour les autres variables, la borne inférieure est spécifiée à 1.

La borne supérieure pour S1, S5 et SU est située à 100%. Pour les autres, elle est placée à 60.

X0

Actuellement, les valeurs de S1, S5, SU, D1, D5, N1 et N5 sont respectivement 90 , 81 , 98 , 3 , 3 , 4 et 4. Ces valeurs constituent un bon point de départ pour le problème d’optimisation étant donné que l’objectif est de les améliorer. Ainsi :

$$x_0 = \begin{pmatrix} 90 \\ 81 \\ 98 \\ 3 \\ 3 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \quad (\text{E.2})$$

Plusieurs autres processus d’optimisation seront également réalisés avec d’autres points de départ, plus proches des bornes inférieures et supérieures.

DIRECTION_TYPE

Seul OrthoMADS est utilisé.

DISPLAY_ALL_EVAL

Spécifié à *YES*, il permet d’afficher les sorties de chaque évaluation de boîte noire dans le terminal de commande.

DISPLAY_STATS

Ce paramètre permet de choisir les éléments à afficher dans le terminal de commande. Afin d'afficher le nombre d'évaluations de la boîte noire, les éléments contenus dans le fichier sortie de chaque évaluation (défini avec `BB_OUTPUT_TYPE`) et la valeur de x en ce point, on inscrit :

DISPLAY_STATS	BBE, BBO, SOL
---------------	---------------

STATS_FILE

Spécifie le nom et les éléments du fichier texte regroupant les résultats de l'optimisation.

Fichier Paramètres

Un exemple de fichier paramètres pour le problème d'optimisation est présenté à la suite :

BB_EXE	EXPLORA_Diesel.vbs
BB_OUTPUT_TYPE	OBJ NOTHING NOTHING NOTHING
BB_REDIRECTION	NO
DIMENSION	7
BB_INPUT_TYPE	(I I I I I I I)
LOWER_BOUND	(30 30 30 1 1 1 1)
UPPER_BOUND	(100 100 100 60 60 60 60)
X0	(90 81 98 4 4 3 3)
DIRECTION_TYPE	ORTHO 2N
DISPLAY_ALL_EVAL	YES
DISPLAY_STATS	BBE, BBO, SOL
STATS_FILE	STATS.txt BBE %dBBO SOL

L'exécution de NOMAD avec le fichier paramètre en entrée, appellerait le fichier *Passe-relle.vbs* qui est en fait le script faisant le lien entre NOMAD et OPERA.

En sortie `BB_OUTPUT_TYPE`, il y a deux types de sorties : *NOTHING* et OBJ(Objective).

Les trois derniers termes sont tous de types NOTHING, ils correspondent respectivement à l'avancement de la simulation (utile au mécanisme de préemption), au nombre d'arrêts et démarrages et à un paramètre propre à la saisonnalité.

En ce qui concerne les bornes inférieures *LOWER_BOUND* et supérieures *UPPER_BOUND*,

elles correspondent aux bornes du domaines.

Le point de départ pour l'optimisation, $X\theta$, retenu correspond aux valeurs des paramètres employés actuellement. Ainsi, il s'agit du cas de base qui est à améliorer.

ANNEXE F STRUCTURE INFORMATIQUE DE LA PASSERELLE

La structure concernant l'optimisation d'un même jeu de seuils pour plusieurs village est présentée. Dans le cas où un seul village est optimisé, les mêmes mécanismes s'appliquent avec le système de sémaphores en moins et un seul répertoire n est requis.

Premièrement la structure des répertoires et des fichiers à respecter est la suivante :

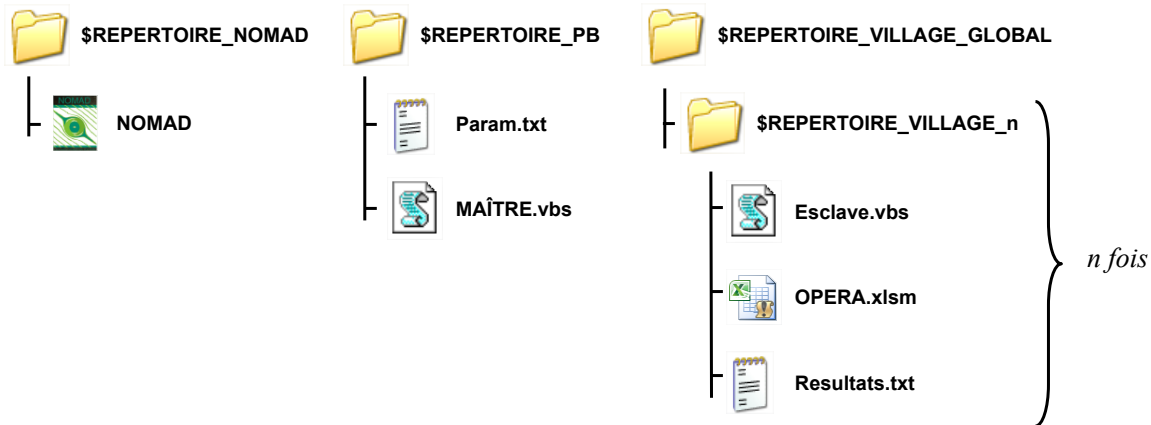


Figure F.1 Prérequis de la structure informatique

Ainsi il faut :

- Créer les répertoires : \$REPERTOIRE_NOMAD, \$REPERTOIRE_PB et \$REPERTOIRE_VILLAGES
- Créer n répertoire(s) \$REPERTOIRE_VILLAGE_n dans \$REPERTOIRE_VILLAGES
- Installer NOMAD dans le répertoire \$REPERTOIRE_NOMAD
- Placer le fichier paramètre du problème et le script maître dans le répertoire \$REPERTOIRE_PB
- Placer un script esclave, une version de OPERA et un fichier résultat dans chacun des n répertoire(s) \$REPERTOIRE_VILLAGE_n
- Pour chaque script esclave et fichier OPERA associés à un village n modifier l'adresse pour qu'elle corresponde bien au répertoire \$REPERTOIRE_VILLAGE_n

Les fichiers temporaires suivants s'ajoutent au cours d'une itération :

Lors des simulations, les fichiers *Nomad.input*, *Nomad.output* et *Semaphore.txt* font leur apparition. Le premier apparaît dès le début de l'appel par NOMAD, il contient les points

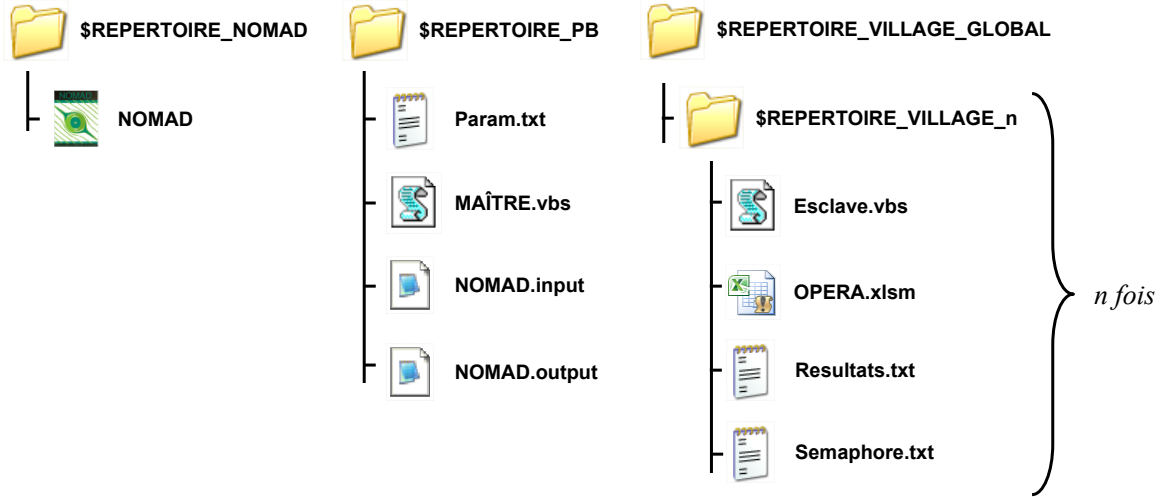


Figure F.2 Fichiers présents lors de la simulation

que celui-ci propose pour évaluation. À la fin d'un appel de boîte noire, le fichier output est généré pour retour à NOMAD.

À la première itération du processus de simulation, le fichier *Nomad.input* contient les points correspondants à X_0 , définis dans le fichier *Param.txt*. Aux itérations suivantes, NOMAD propose d'autres points, déterminés d'après les algorithmes employés par NOMAD. *Nomad.output* contient, quant à lui, la valeur de la fonction objectif et d'autres éléments utiles à NOMAD ou à l'utilisateur.

MAÎTRE.vbs, récupère la valeur du fichier *NOMAD.input* et s'assure que des contraintes devant nécessairement être satisfaites pour que la simulation soit cohérente sont respectées avant d'autoriser les simulations.

Si ces contraintes ne sont pas satisfaites, *Maître.vbs* synthétise une valeur de fonction objectif qui pénalise ce vecteur de variables de décision proposé par NOMAD. Autrement dit, une très grande valeur est retournée au fichier *NOMAD.output* et l'itération se termine.

Si ces contraintes sont satisfaites, *Maître.vbs* appelle tous les fichiers *Esclave.vbs* en même temps et leur transmet le vecteur de variables de décision, soit le jeu de paramètres.

Les fichiers *Semaphore.txt* sont créés par *Maître.vbs* en même temps que les fichiers *Esclave.vbs* sont appelés. Il en existe un contenu dans chacun des répertoires de village (*\$REPERTOIRE_VILLAGE_n*), ainsi, s'il y a N villages, il y a N fichiers *Semaphore.txt*. Au sein d'un répertoire de village, le script *Esclave.vbs* fournit à un module contenu dans *OPERA.xlsm* le jeu de paramètres. Ce module est responsable de lancer la simulation dans *OPERA.xlsm*, de récupérer les valeurs après simulation, d'écrire le fichier *Resultats.txt* et de

détruire le sémaphore une fois la simulation terminée.

Maître.vbs attend que tous les fichiers *Semaphore.txt* soient détruits avant de poursuivre dans le code. Une fois que ceci est le cas, *Maître.vbs* récupère les valeurs de toutes les simulations contenues dans les fichiers *Resultats.txt*, les agrège et renvoie la valeur à NOMAD au moyen du fichier *NOMAD.output* et l'itération se termine.

Notons que la préemption est gérée au sein même de la simulation, soit à l'étape 6.

Enfin, l'optimisation est lancée par la commande suivante dans le terminal :

```
$REPERTOIRE_NOMAD/bin/nomad.exe $REPERTOIRE_PB/param.txt
```

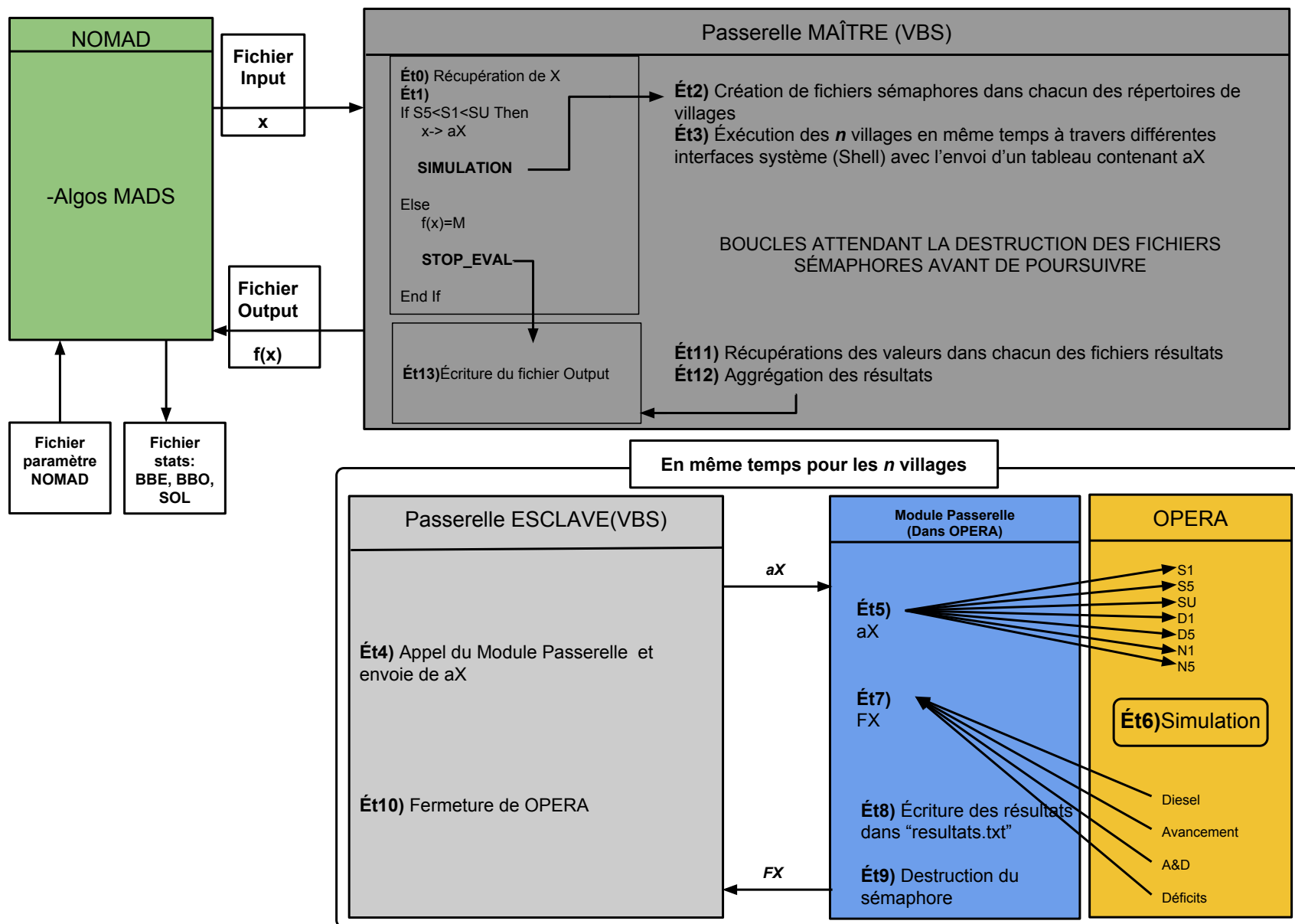


Figure F.3 Schéma de la structure informatique

ANNEXE G CHARGE DANS UNE SEMAINE DE JANVIER ET DE JUILLET AU VILLAGE 1

La Figure G.1 présente la charge pour les deuxièmes semaines de janvier et de juillet, soit des périodes extrêmes de l'année.

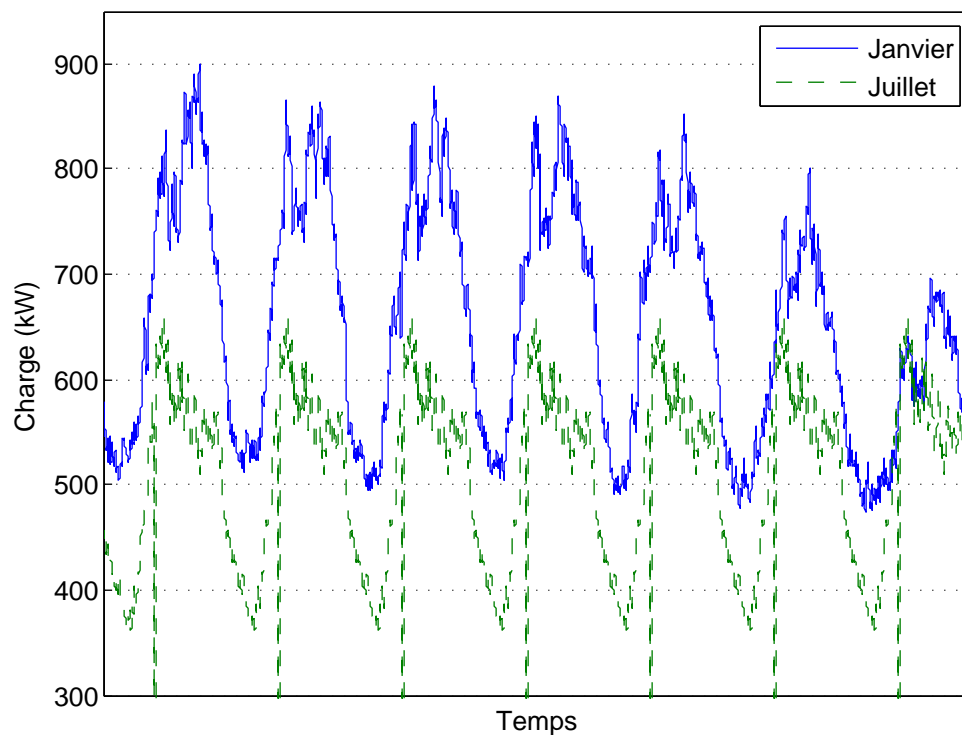


Figure G.1 Charges de semaines de janvier et de juillet